

UNIVERSIDAD DE CUENCA

**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**“DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA EN TRANSFORMADORES, PARA LOS
SERVICIOS DE COMERCIALIZACIÓN EN BASE A LOS USOS DE ENERGÍA,
EN LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTROSUR PARA LA CIUDAD
DE CUENCA”**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN
DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

DIRECTOR: Ing. Pedro León Córdova

AUTORES: Darwin Campoverde Villavicencio
 Juan Sánchez Delgado

TUTORES: Ing. Edgar Chérrez Ávila
 Ing. Santiago Machado Solís

**CUENCA - ECUADOR
2012**

**EL PRESENTE TRABAJO DE TESIS HA SIDO
DESARROLLADO BAJO EL CONVENIO ENTRE
LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR.**

CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO DE TESIS
HA SIDO DESARROLLADO POR LOS SRS.

Darwin Campoverde Villavicencio
Juan Sánchez Delgado

Ing. Pedro León Córdova.
DIRECTOR DE TESIS

Ing. Edgar Chérrez Ávila.
TUTOR DE TESIS

Ing. Santiago Machado Solís.
TUTOR DE TESIS

TODO LO EXPUESTO EN LA PRESENTE TESIS ES
DE RESPONSABILIDAD DE LOS AUTORES.

Darwin Campoverde Villavicencio.

Juan Sánchez Delgado.

AGRADECIMIENTO

A Dios, a nuestros padres y familia, por su respaldo incondicional a lo largo de nuestra preparación académica.

A la Universidad de Cuenca, a la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, especialmente a los Ingenieros Pedro León, Edgar Chérrez y Santiago Machado, Director y Tutores respectivamente por su gran apoyo y colaboración para la realización de esta tesis.

DEDICATORIA:

Este trabajo está dedicado a mis amados padres Dilma y Leonardo cuyo ejemplo, dedicación y cariño han sido pilares en mi vida y gracias a su gran esfuerzo y sacrificio he logrado cada meta que me he propuesto, a ellos les debo quien soy. A mis hermanas Mayra y Paola que siempre confiaron en mí, y a mi familia y amigos que supieron estar presentes en cada momento brindándome su apoyo incondicional.

Darwin.

DEDICATORIA:

Dedico este trabajo a mis padres Ricardo y Flor por su comprensión y ayuda en todos los momentos de mi vida y en especial porque me han enseñado con mucho amor todo lo que soy como persona. A mi esposa Tatiana, mi hijo Ricardo y a mis suegros, por su paciencia, por su comprensión y apoyo; nunca les podre estar suficientemente agradecido.

Juan.

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	15
1.1 Antecedentes	16
1.2 Alcance	18
1.3 Justificación	19
1.4 Objetivos.....	21
 CAPÍTULO 2 : CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA CENTROSUR.....	23
2.1 Área de concesión de la CENTROSUR	24
2.2 Clientes de la CENTROSUR	31
2.3 Demanda y Energía.....	33
 CAPÍTULO 3: DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN	39
3.1 Muestreo.....	40
3.2 Metodología.....	43
3.3 Criterios de selección de los transformadores.....	50
3.4 Equipos de medición	52
3.5 Consideraciones de las mediciones	60
 CAPÍTULO 4: MÉTODOS DE ESTIMACIÓN	62
4.1 Método utilizado por la CENTROSUR.....	63
4.2 Método NEC (National Electrical Code)	67

4.3	Método REA (Rural Electrification Administration).....	74
4.4	Consideraciones sobre los métodos analizados	80
CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS Y CONTADORES DE ENERGIA DE LA CENTROSUR		83
5.1	Antecedentes	83
5.2	Pérdidas de energía en acometidas	87
5.3	Pérdidas de potencia en las acometidas.....	89
5.4	Pérdidas de energía en contadores	99
CAPÍTULO 6: DEMANDA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN		107
6.1	Consideraciones generales del método propuesto	107
6.2	Curva de carga diaria residencial.....	114
6.3	Factores por estrato	115
6.4	Método propuesto para la determinación de la demanda máxima.....	122
6.5	Comparativa entre métodos analizados	124
6.6	Ventajas del método propuesto.....	127
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		130
7.1	Conclusiones.....	131
7.2	Recomendaciones	132
ANEXOS		135
Anexos A4.....		136
Anexos A5.....		145
Anexos A6.....		157

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig 2.1 Área de concesión de la CENTROSUR.....	24
Fig 2.2 Extensión por provincia del área de concesión de la CENTROSUR	26
Fig 2.3 Clientes por categoría.....	33
Fig 2.4 Demanda máxima de Potencia en MW, año 2010	34
Fig 2.5 Demanda histórica y proyectada en MW	35
Fig 2.6 Consumo de energía, año 2010	36
Fig 2.7 Energía consumida por cliente, año 2010	37
Fig 2.8 Energía consumida histórica y proyectada en GWh	38
Fig 3.1 Memobox 300.....	53
Fig 3.2 Memobox 300 smart.....	54
Fig 3.3 TOPAS 1000.....	56
Fig 3.4. Fluke 1744.....	57
Fig 4.1 Métodos de cálculo para ramales, alimentadores y cargas eléctricas	69
Fig 4.2 kWh/mes/consumidor contra número de consumidores	75
Fig 4.3 Factor B.....	76
Fig 4.4 Demandas estimadas por cada método analizado	81
Fig 5.1 Evolución de las pérdidas de energía	87
Fig 5.2 Tipos de conductores utilizados en instalaciones monofásicas	91
Fig 5.3 Tipos de conductores utilizados en instalaciones bifásicas	92
Fig 5.4 Pérdidas en acometidas monofásicas según su distancia	94

Fig 5.5 Pérdidas en acometidas monofásicas por estrato	95
Fig 5.6 Pérdidas en acometidas bifásicas según su distancia	97
Fig 5.7 Pérdidas en acometidas bifásicas por estrato	98
Fig 5.8 Tipos de contadores utilizados en instalaciones monofásicas	101
Fig 5.9. Tipos de contadores utilizados en instalaciones bifásicas.....	103
Fig 5.10 Pérdidas totales por Estrato de consumo	105
Fig. 6.1 Potencia máxima diaria por estrato.....	117
Fig 6.2 Factor de coincidencia de la CENTROSUR en los transformadores seleccionados	118
Fig 6.3 Curvas de ajuste del factor de coincidencia	119
Fig 6.4Factor de coincidencia propuesto en los transformadores seleccionados.	121

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Área de concesión por cantón de la CENTROSUR	25
Tabla 2.2 Subestaciones de la CENTROSUR con sus niveles de tensión	26
Tabla 2.3 Subestaciones de la CENTROSUR con su respectiva energía suministrada	27
Tabla 2.4 Transformadores por alimentador	29
Tabla 2.5 Clientes por categoría	32
Tabla 2.6 Demanda máxima de Potencia en MW	33
Tabla 2.7 Proyección de la demanda en MW.....	34
Tabla 2.8 Consumo de energía en GWh.....	35
Tabla 2.9 Energía consumida por cliente (kWh/cliente/año)	36
Tabla 2.10 Proyección de la energía en GWh	38
Tabla 3.1 Transformadores en la ciudad de Cuenca	49
Tabla 4.1 Tipos de clientes – Sector Urbano	64
Tabla 4.2 Tipos de clientes – Sector Rural.....	64
Tabla 4.3 Factores de sobrecarga para determinar la capacidad de transformadores de distribución	65
Tabla 4.4 Características del transformador 183	66
Tabla 4.5 Aplicación del método de la CENTROSUR para la determinación de la demanda	67
Tabla 4.6 Factores de demanda por iluminación y artefactos pequeños	71
Tabla 4.7 Factores de demanda para conjuntos de viviendas	72
Tabla 4.8 Aplicación del método NEC a transformadores seleccionados	73

Tabla 4.9 Factor A	77
Tabla 4.10 Aplicación del método REA a los transformadores seleccionados	80
Tabla 4.11 Demandas estimadas por cada método analizado	81
Tabla 5.1 Evolución de pérdidas período 2006-2010	85
Tabla 5.2 Evolución de pérdidas técnicas y no técnicas período 2006-2011	86
Tabla 5.3 Ecuaciones para el cálculo de pérdidas de potencia y energía en acometidas	88
Tabla 5.4 Pérdidas anuales de energía en acometidas con relación a la energía total disponible	88
Tabla 5.5 Número de instalaciones realizadas por la CENTROSUR (Enero-Octubre 2011)	89
Tabla 5.6 Distribución de instalaciones por estrato	89
Tabla 5.7 Conductores empleados en instalaciones monofásicas	90
Tabla 5.8 Conductores empleados en instalaciones bifásicas	91
Tabla 5.9 Características del conductor más utilizado	93
Tabla 5.10 Pérdidas en acometidas monofásicas	93
Tabla 5.11 Pérdidas en acometidas monofásicas	94
Tabla 5.12 Pérdidas en acometidas bifásicas	96
Tabla 5.13 Pérdidas en acometidas bifásicas	97
Tabla 5.14 Tabla resumen de las pérdidas en acometidas monofásicas y bifásicas	98
Tabla 5.15 Ecuaciones de pérdidas de potencia y energía en contadores	100
Tabla 5.16 Pérdidas anuales de energía en contadores de energía con relación a la Energía Total Disponible	100
Tabla 5.17 Contadores empleados en instalaciones monofásicas	100

Tabla 5.18 Pérdidas en contadores monofásicos	101
Tabla 5.19 Contadores empleados en instalaciones bifásicas	102
Tabla 5.20 Pérdidas en contadores bifásicos	103
Tabla 5.21 Tabla resumen de las Pérdidas en contadores monofásicos y Bifásicos	104
Tabla 5.22 Perdidas en acometidas y contadores de energía por estrato en las instalaciones residenciales analizadas	105
Tabla 5.23 Resumen de Pérdidas en acometidas y contadores de energía en las instalaciones residenciales analizadas	106
Tabla 6.1 Estratificación de clientes.....	113
Tabla 6.2 Factores por estrato.....	116
Tabla 6.3 Parámetros de ajuste de curvas	119
Tabla 6.4 Parámetros de ajuste de curvas con la curva de potencia reajustada	120
Tabla 6.5 Número de clientes por estrato en el transformador 183	123
Tabla 6.6 Sumatoria de las potencias por estrato en el transformador 183	123
Tabla 6.7 Demanda estimada propuesta	124
Tabla 6.8 Comparativa entre métodos analizados (Potencia)	125
Tabla 6.9 Comparativa entre métodos analizados (%)	125

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

El incremento en la población, el avance de la tecnología y las necesidades que requieren ser cubiertas, han incrementado en gran medida el consumo de energía eléctrica, en los sectores residencial, comercial, industrial e institucional, lo que ha llevado a las empresas del sector eléctrico a incrementar su capacidad de generación, extender y robustecer sus redes de transmisión y distribución; todo con el fin de proporcionar un servicio de buena calidad, confiable y mantener la continuidad del servicio a los usuarios.



La situación del sector eléctrico ecuatoriano y las grandes exigencias que enfrenta, obliga a las empresas del sector a considerar nuevas y mejores formas y métodos de generación de energía, mantenimiento de los equipos, estimación de parámetros del sistema, etc. que permitan brindar confiabilidad.

En la ciudad de Cuenca, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, está encargada de la distribución y comercialización de la energía eléctrica, a más de guiar, revisar y supervisar la elaboración y ejecución de proyectos referidos al sector, considerando la normativa vigente para el diseño y la construcción de redes eléctricas de distribución.

1.1 ANTECEDENTES

A marzo de 2010 la CENTROSUR contó con un total de 303140 clientes, de los cuales 268627 son residenciales, 24.089 comerciales, 6.387 industriales y 4037 otros, teniendo una demanda máxima de 141,08 MW, y de acuerdo al Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 2009 – 2020, esta demanda se incrementará a 235 MW para el año 2020.

En la actualidad la necesidad de integrar los elementos de la red eléctrica y mantener una comunicación directa y en tiempo real es lo que ha llevado a la implementación de nuevas tecnologías como:

- Los sistemas de control y administración de datos (SCADA) que nos brinda los beneficios de reducir el tiempo de atención a reclamos, automatizar el procesamiento de datos, mejorar la calidad del producto y del servicio, disminuir el tiempo de las interrupciones en media y baja tensión, mejorar la calidad la información que se debe proporcionar a los clientes.



- Los sistemas de información geográfica (GIS) que permiten contar con información georeferenciada del sistema, carga instalada, número de clientes, equipos de corte, maniobra, protección, etc.

El GIS se integra con el sistema SCADA para ofrecer información en línea del estado operativo del sistema. El conjunto de estas herramientas permite reducir costos operativos, realizar una mejor planificación operativa, controlar los activos, mejorar los índices de calidad técnica, pérdidas en acometida; y de esta manera incrementar la relación del cliente con la red eléctrica al disponer de datos del funcionamiento del mismo, lo que permite mejorar la gestión, operación y mantenimiento del sistema.

Con el propósito de mejorar el procesamiento de datos dentro de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR se ha implementado el software para sistemas eléctricos de potencia CYME 5.0, este software requiere para su aplicación la introducción de la siguiente información del sistema eléctrico:

- Conductores
- Potencia Activa y Reactiva
- Equipos de distribución
- Tensión kV
- Equipos de corte y protección
- Energía kWh

Dicha información tiene que ser consistente para formar parte de tres bases de datos del programa: Base de datos de equipos, Base de datos de redes y Base de datos de cargas, para proceder al cálculo de flujos de carga balanceados, desbalanceados y la distribución de carga en todos los alimentadores; luego obtener reportes de caída de tensión, índices de gestión, pérdidas de potencia y energía por alimentador.



1.2 ALCANCE

El estudio tiene como propósito determinar la demanda en la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, en primera instancia, seleccionando los alimentadores bajo un criterio analítico y estadístico, y en estos, llevar a cabo registros en ciento doce transformadores de distribución que nos permitan obtener los datos necesarios para el análisis metodológico, así como un estudio detallado de la técnicas empleadas por la misma Empresa para la estimación de la demanda, y desarrollar una metodología que permita obtener resultados precisos, considerando factores sociales, económicos y técnicos para la ciudad de Cuenca.

Se realizarán constataciones físicas, mediciones, registros del consumo actual de los clientes, considerando las pérdidas en acometidas; y, sobre esta base, se analizarán los datos para diseñar una metodología que permita estimar con un alto grado de confiabilidad la demanda en los transformadores de distribución, desde el punto de vista de los usos de energía por parte de los usuarios, tomando como base de cálculo los registros reales de venta de energía por parte de la Empresa a los usuarios, la tarifa de cada usuario, su ubicación y alimentador.

El análisis se enfocará a transformadores en los cuales la presencia de clientes residenciales, sea notable con relación a los clientes comerciales e industriales y de esta forma poder proyectar la demanda en otros transformadores conociendo sus características, cantidad y tipo de clientes.

De acuerdo a los resultados obtenidos del análisis, se procederá a determinar la demanda en los transformadores de distribución utilizando diferentes métodos, comparándolos entre sí y con la forma de cálculo actualmente utilizada en la CENTROSUR, para determinar aquella que mejor se ajuste a la realidad; además se realizará un análisis para las pérdidas en las acometidas, con el fin de conocer



su impacto en el sistema de distribución.

Para finalizar, se planteará una metodología para determinar la demanda en los transformadores de distribución de la CENTROSUR y la estimación de las pérdidas en acometidas, que servirá como guía para el diseño y elaboración de proyectos, así como para evitar el sobredimensionamiento de los transformadores al emplear las capacidades nominales normalizadas por los fabricantes.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Es necesario contar con la estimación de la demanda eléctrica, para tener un panorama claro del sector, a más de ayudar a tomar acciones para mejorar la calidad del sistema, y conseguir:

- Mayor aprovechamiento de los recursos económicos, energéticos, naturales y humanos en la Empresa, contando con información para realizar el balance energético.
- Optimización de las redes de distribución, aprovechando la capacidad de transformación; prever la optimización de transformadores sobrecargados.
- Una adecuada gestión ambiental, estimando los impactos de los programas y proyectos, al dimensionar y seleccionar equipos que sean amigables con el medio ambiente
- Mejor calidad de servicio, al brindar a los usuarios finales, una energía confiable y sin interrupciones, de acuerdo a las regulaciones vigentes en el sector eléctrico ecuatoriano.

Actualmente en la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR, se realizan



estimaciones de la demanda tanto en los departamentos de Distribución como de Comercialización; en el primero, utilizando el programa computacional CYME 5.0, el cual distribuye la energía asociada a cada alimentador proporcionalmente en cada uno de los transformadores de acuerdo a la capacidad de estos, mientras que en Comercialización, se toman los datos de consumo de energía de los clientes y en base a estos, se realiza la estimación de la demanda del transformador.

Debido a que las metodologías empleadas en la estimación de demanda de energía realizadas en la Empresa tanto en la Dirección de Distribución como en la de Comercialización, no guardan relación entre sí, conlleva a la falta de certeza al momento de considerar estos valores para la realización de estudios y/o proyectos, y la posibilidad de sobrecargar en algún punto la red eléctrica.

De igual manera, para la Empresa conocer cómo sus equipos están siendo utilizados es importante, debido a que se pueden detectar zonas en las que exista un sobredimensionamiento o subdimensionamiento que pueden resultar en inconvenientes para la Empresa en el plano económico – financiero por el uso de equipos más costosos; o, un servicio ineficiente para las zonas afectadas.

Además, se podrán tomar las acciones pertinentes al momento de considerar clientes o cargas puntuales y temporales tales como conciertos, ferias, espectáculos públicos, etc. y ante la presencia de estos, llevar a cabo acciones para que estos eventos no afecten la calidad de servicio que reciben los usuarios cercanos.

También una buena estimación beneficia el mantenimiento de los equipos, ya que se podría evaluar de manera precisa la forma de utilización de los mismos, para poder planificar un mantenimiento acorde a las necesidades de los equipos de la



Empresa.

A más de esto, podremos llevar a cabo un balance energético, teniendo en cuenta la energía total disponible, los puntos de transformación y el consumo final de la energía, que permiten evaluar de mejor manera las pérdidas en el sistema, lo que favorecerá a la Empresa ya que se conocerán los valores que éstas representan y los sectores en los cuales éstas pérdidas pudieran representar un problema y tomar los correctivos necesarios.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Realizar un estudio para determinar la demanda en los transformadores de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR instalados en la ciudad de Cuenca, en base a usos de energía.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Análisis de la situación actual de la CENTROSUR.
- Análisis de la metodología empleada en la estimación de la demanda en los transformadores de distribución de la CENTROSUR.
- Recopilación, procesamiento y análisis de los valores actuales e históricos obtenidos mediante medición y registro en los puntos de transformación; y determinación de la demanda en transformadores utilizando el método REA, el método NEC y el empleado actualmente en la Empresa y su comparación.



- Análisis de pérdidas en acometidas en BT, de los clientes, por transformador de distribución.
- Proponer la metodología a implementar para la determinación de la demanda.
- Recomendar acciones a tomar en base a los resultados de los análisis realizados.

CAPÍTULO 2

CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE CONCESIÓN DE LA CENTROSUR

2.1 ÁREA DE CONCESIÓN DE LA CENTROSUR^[1]

La CENTROSUR provee servicio de energía eléctrica a las provincias de Azuay, Cañar y Morona Santiago, con una extensión total de 28962 km², repartidos en los siguientes cantones:

- Provincia del Azuay: Cuenca, Girón, Gualaceo, Nabón, Paute, Pucará, San Fernando, Santa Isabel, Sígig, Oña, Chordeleg, El Pan, Sevilla de Oro y Guachapala.
- Provincia de Cañar: Cañar, Biblián, El Tambo y Suscal.
- Provincia de Morona Santiago: Morona, Huamboya, Sucua, Santiago, Taisha, Limón, San Juan Bosco y Gualaquiza.



Fig 2.1 Área de concesión de la CENTROSUR (Fuente: Página web CENTROSUR)

¹ Sitio web de la CENTROSUR <http://www.centrosur.com.ec>

Esta extensión se encuentra distribuida de la siguiente forma:

Tabla 2.2 Área de concesión por cantón de la CENTROSUR (**Fuente:** Página web CENTROSUR)

CANTÓN	EXTENSIÓN (km ²)	%
Cuenca	3128,80	10,80
Girón	349,20	1,21
Gualaceo	367,70	1,27
Nabón	647,20	2,23
Paute	272,70	0,94
Pucará	856,50	2,96
San Fernando	141,70	0,49
Santa Isabel	785,70	2,71
Sígsig	667,00	2,30
Oña	298,00	1,03
Chordeleg	110,60	0,38
El Pan	138,50	0,48
Sevilla de Oro	322,80	1,11
Guachapala	40,90	0,14
Prov. Azuay	8127,30	28,06
Cañar	1787,00	6,17
Biblián	204,90	0,71
El Tambo	66,10	0,23
Suscal	49,90	0,17
Prov. Cañar	2107,90	7,28
Morona	4211,00	14,54
Huamboya	2132,80	7,36
Sucua	1828,10	6,31
Santiago	1979,60	6,84
Taisha	4480,90	15,47
Limón	2205,20	7,61
San Juan Bosco	1039,20	3,59
Gualaquiza	850,00	2,93
Prov. Morona Santiago	18726,80	64,66
Total CENTROSUR	28962,00	100,00

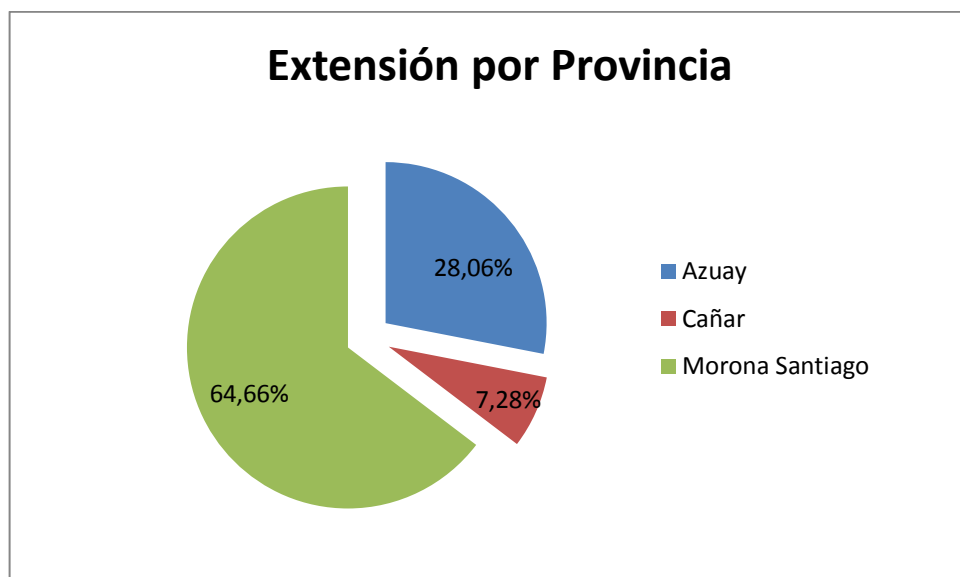


Fig 2.2 Extensión por provincia del área de concesión de la CENTROSUR
(Fuente: Página web CENTROSUR)

2.1.1 Subestaciones

El sistema de distribución de la CENTROSUR se encuentra conformado por 17 subestaciones, encargándose de transformar los diferentes niveles de tensión para suministrar de energía eléctrica a los usuarios finales.

Las subestaciones de la CENTROSUR se encuentran repartidas a lo largo del área de concesión, de la siguiente manera:

Tabla 2.2. Subestaciones de la CENTROSUR con sus niveles de tensión (Fuente: CENTROSUR)

NOMBRE SUBESTACIÓN	#	VP (KV)	VS (KV)	PROVINCIA	CANTÓN	DIRECCIÓN
Luis Cordero	1	22	6,3	Azuay	Cuenca	Luis Cordero y Rafael María Arízaga
Puente del Centenario	2	22	6,3	Azuay	Cuenca	Benigno Malo y Calle Larga
Monay	3	69	22	Azuay	Cuenca	Max Uhle y Pumapungo
Parque Industrial	4	69	22	Azuay	Cuenca	Av. Del Toril y Barrial Blanco



Arenal	5	69	22	Azuay	Cuenca	Tarquino Cordero y Cornelio Crespo Vega
El Verdillo	6	69	22	Azuay	Cuenca	El Verdillo
Ricaurte	7	69	22	Azuay	Cuenca	Molonopamba (Ricaurte)
Huablincay	9	69	22	Azuay	Sígsig	Shishiquin (Azogues)
El Descanso	12	69	22	Azuay	Cuenca	El Descanso
Léntag	14	69	22	Azuay	Girón	Léntag (Girón)
Chiquintur	15	69	22	Azuay	Gualaceo	Chiquintur (Gualaceo)
Gualaceo	16	69	22	Azuay	Gualaceo	El Triunfo (Gualaceo)
Cañar	18	69	22	Cañar	Cañar	Loma Narin (Cañar)
Corpanche	19	69	69	Azuay	Cuenca	Corpanche
Macas	21	69	13,8	Morona Santiago	Morona	Rio Blanco (Macas)
Méndez	22	69	13,8	Morona Santiago	Santiago	Bella Unión (Méndez)
Limón	23	69	13,8	Morona Santiago	Limón Indariza	Plan de Milagro (Limón)

2.1.2 Alimentadores

La CENTROSUR dispone de 50 alimentadores con el fin de proporcionar una buena cobertura a su área de concesión y de esta manera llegar a la mayor cantidad de usuarios.

Tabla 2.3. Subestaciones de la CENTROSUR con su respectiva energía suministrada (**Fuente:** CENTROSUR, mes de agosto 2010)

# S/E	NOMBRE	ALIMENTADORES	ENER. ACT. (kWh/mes)	ENER. REACT. (kVARh/mes)	KVA TOTAL
1	Luis Cordero	0101	678269,8653	19643,03197	4095
		0102	687448,1073	10175,72404	4960
		0103	452691,4677	-98189,9764	2465
		0104	870233,2496	40524,59172	4340
2	Centenario	0201	447865,375	105737	3217,5
		0202	698086,875	40477,875	4650
		0203	505715,375	131414,75	3022,5
		0204	702174,5	104009,5	6100
		0205	573888,875	3241,625	4907,5
3	Monay	0321	1915530,625	394891,375	17822,5



		0322	1172999,875	151160,375	7837,5
		0323	3359102,375	494618,125	21097
		0324	1303446,125	96818,5	9532,5
		0325	1473427,875	217531,75	8432,5
4	Parque Industrial	0421	2351714,5	446057,875	15406,5
		0422	1796869	299516,125	18150
		0423	1848201,75	292082,75	11204,5
		0424	889228,875	123640	7729
		0425	3397504,125	1489660,125	8500
		0426	2876896,25	569647,875	10700
5	El Arenal	0521	1659162,375	145764,125	16845,5
		0522	1202396,875	107430,875	8454,5
		0523	3494328,125	525561,625	19564
		0524	3382497,375	495290,5	18410
		0525	1147980,25	156673,875	8885
		0526	2330226,625	256925,25	15129,5
7	Ricaurte	0721	1513100,75	212498,25	11032,5
		0722	2488525,5	691901,125	11540
		0723	1646714,375	417902,5	10062,5
9	Huablincay	0921	3596940,875	-280303,5	7212,5
12	Descanso	1221	788571,875	170285,875	12282,5
		1222	1091073,125	243169,625	11334,5
		1223	0	0	200
14	Léntag	1421	1492473,375	341801,1	14459
		1422	554030,55	0	8226,5
		1423	703627,2	89991,9	6985
15	Gualaceo	1521	1144258,75	117630,25	11835
		1522	1017798,25	143141	7795
		1523	1156885	61802	13680
18	Cañar	1821	495620,5	-91174,5	5272,5
		1822	602104,25	-28285,5	4605
		1823	738280,5	-223450	6301,5
		1824	474924,75	83573,25	6532,5
21	Macas	2111	2505943	1178289	4655
		2112			4178
		2113			5573,5
22	Méndez	2211	655482,301	111319,299	2795
		2212			1900
23	Limón	2311	413387,318	156295,775	1747



		2312			2550,5
--	--	------	--	--	--------

2.1.2.1 Codificación de Alimentadores

En la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, se emplea el siguiente esquema de codificación:

- Cada alimentador cuenta con 4 códigos o números.
- Los dos primeros desde la izquierda representan la subestación a la que pertenece.
- El tercero indica el nivel de tensión del alimentador:
 - 0 → 6,3 kV
 - 1 → 13,8 kV
 - 2 → 22 Kv
- El cuarto nos muestra el número de posición o salida del alimentador en la subestación.

2.1.3 Transformadores

De igual manera, la CENTROSUR tiene una capacidad de transformación instalada de 444,976 MVA, repartidos en 14632 transformadores:

- 179,194 MVA distribuidos en 11916 transformadores monofásicos.
- 112,5 kVA distribuidos en 3 transformadores bifásicos.
- 265,669 MVA distribuidos en 2713 transformadores trifásicos.

Tabla 2.4. Transformadores por alimentador (**Fuente:** Base de datos CENTROSUR)

ALIM.	M. FASICO	KVA M. FASICO	B.FASIC O	KVA B. FASICO	T. FASICO	KVA T. FASICO	TOTA L	KVA TOTAL
0101	1	50			24	4200	25	4250
0102			1	37,5	36	5122,5	37	5160



0103					14	2615	14	2615
0104	3	40	1	25	53	4102,5	57	4167,5
0201	1	37,5			27	3790	28	3827,5
0202					28	4220	28	4220
0203					19	3032,5	19	3032,5
0204	4	115			52	5975,5	56	6090,5
0205	3	112,5	1	50	59	5107,5	63	5270
0321	760	11417,5			61	8270	821	19687,5
0322	87	2155			62	6515	149	8670
0323	416	8230			189	14202	605	22432
0324	19	367,5			111	9075	130	9442,5
0325	67	1477,5			98	7117,5	165	8595
0421	48	1030			106	19827	154	20857
0422	58	1780			128	15505	186	17285
0423	227	4852,5			117	7337	344	12189,5
0424	14	375			63	6994,5	77	7369,5
0425					2	4000	2	4000
0426					9	6400	9	6400
0427	8	137,5			7	435	15	572,5
0521	838	11015,5			80	7642,5	918	18658
0522	94	2552,5			91	6659,5	185	9212
0523	761	11822,5			131	11229	892	23051,5
0524	229	5482,5			170	13997,5	399	19480
0525	443	7055			42	2492,5	485	9547,5
0526	217	5545			118	9972	335	15517
0721	291	6282,5			85	5997,5	376	12280
0722	219	3495			67	9734,5	286	13229,5
0723	396	5377,5			31	5920	427	11297,5
0921	46	680			8	440	54	1120
0961					1	1500	1	1500
1221	406	6552,5			61	6437,5	467	12990
1222	671	9970			40	4024,5	711	13994,5
1223	368	4725			42	4344	410	9069
1421	949	12467			42	4790	991	17257
1422	672	7221			13	1172,5	685	8393,5
1423	464	6335			18	825	482	7160
1521	827	9693			50	2205	877	11898
1522	183	3052,5			88	5410	271	8462,5
1523	477	7557,5			81	6352,5	558	13910



1821	385	4587,5			17	790	402	5377,5
1822	332	4783			15	910	347	5693
1823	576	5516			11	1425	587	6941
1824	150	2797,5			72	3440	222	6237,5
2111	13	113			8	532,5	21	645,5
2112	27	308			10	535	37	843
2113	39	409,5			24	1490	63	1899,5
2211	32	350			7	265	39	615
2212	8	80			7	280	15	360
2311	13	58					13	58
2312	11	89			1	30	12	119
NULOS	63	1043,5			17	982,5	80	2026
TOTAL	11916	179194	3	112,5	2713	265669,5	14632	444976

2.2 CLIENTES DE LA CENTROSUR [²]

Para marzo de 2011, la CENTROSUR cuenta con un total de 303140 clientes a lo largo de su área de concesión, repartidos en las siguientes categorías:

- Residencial
- General: Comercial, Industrial, otros.

Según lo establece el CONELEC en su Pliego tarifario vigente para Empresas Eléctricas [³]:

Categoría Residencial: *Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluyen a*

² Base de datos de la CENTROSUR

³ Sitio web CONELEC, Pliego Tarifario, http://www.conelec.gob.ec/pdfs/contenido_pdf_1784.pdf



los Consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

Categoría General: Servicio eléctrico destinado a los Consumidores en actividades diferentes a la Categoría Residencial y básicamente comprende el comercio, la prestación de servicios públicos y privados, y la industria.

El número de clientes de la CENTROSUR se ha ido incrementando, según lo muestra la Tabla 5, con una tasa de crecimiento promedio del 4%.

Tabla 2.5. Clientes por categoría (**Fuente:** Base de datos CENTROSUR)

AÑO	RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS	TOTALES	VAR. ANUAL %
2000	181311	15095	3657	2523	202586	3,70
2001	192251	15749	4040	2621	214661	6,00
2002	199438	16419	4392	2751	223000	3,90
2003	206937	17068	4724	2822	231551	3,80
2004	214727	18077	4979	2911	240694	3,90
2005	220602	18838	5232	2956	247628	2,90
2006	228178	19744	5452	3070	256444	3,60
2007	236883	20778	5690	3096	266447	3,90
2008	245919	21677	5923	3573	277092	4,00
2009	256244	22790	6115	3739	288888	4,30
2010	266277	23881	6331	3991	300480	4,00
2011*	268627	24089	6387	4037	303140	

*Valor hasta marzo de 2011

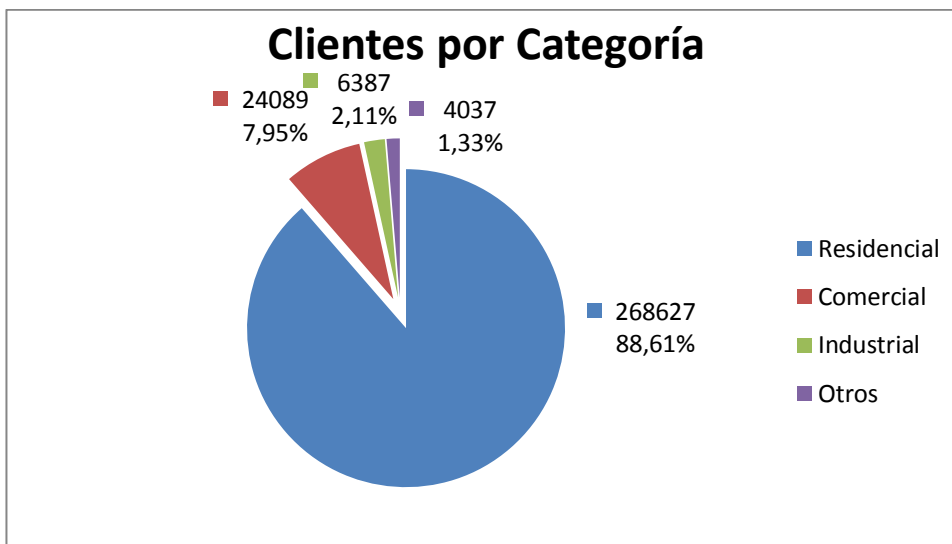


Fig 2.3. Clientes por categoría (**Fuente:** Base de datos CENTROSUR, marzo 2011)

2.3 DEMANDA Y ENERGÍA [1]

2.3.1 Demanda

La demanda y el número de clientes, se ha visto incrementada conforme transcurren los años, evidenciándose una participación anual relativamente constante dentro del Sistema Nacional Interconectado, alrededor del 4,83%.

Tabla 2.6. Demanda máxima de Potencia en MW (**Fuente:** Base de datos CENTROSUR y página web CENACE)

AÑO	CENTROSUR	NACIONAL	PARTICIPACIÓN ANUAL %
2000	101,30	1940,57	5,22
2001	102,29	1979,94	5,17
2002	108,70	2087,11	5,21
2003	112,12	2173,97	5,16
2004	115,86	2293,75	5,05
2005	119,76	2344,2	5,11
2006	127,01	2479,85	5,12

2007	127,49	2420,62	5,27
2008	132,93	2733,31	4,86
2009	135,07	2790,96	4,84
2010	141,08	2873,10	4,91

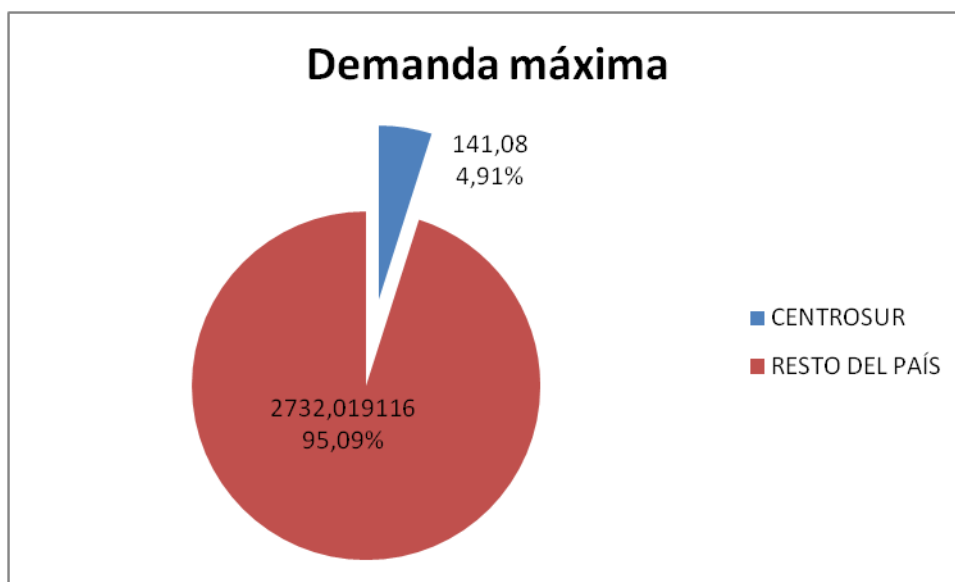


Fig 2.4. Demanda máxima de Potencia en MW, año 2010.

2.3.1.1 Proyección de Demanda⁴

Tomando en cuenta el crecimiento visto a lo largo de los años, y otros factores influyentes como la inclusión de nuevas centrales generadoras, la reactivación económica del país, etc. la demanda de la CENTROSUR de acuerdo a la Dirección de Planificación tendrá el siguiente comportamiento:

Tabla 2.7. Proyección de la demanda en MW

DISTRIBUIDORA	AÑO											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Centro Sur	135	141	147	153	160	166	174	181	189	197	206	215

⁴ Sitio web CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020,

<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920.pdf>

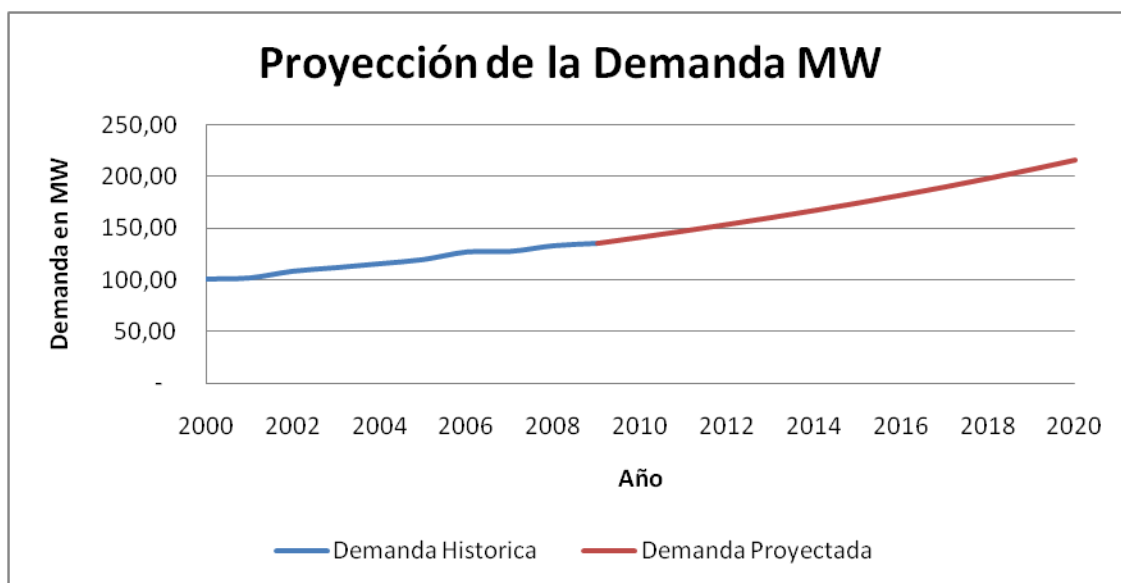


Fig 2.5. Demanda histórica y proyectada en MW

2.3.2 Energía

De manera similar, debido al crecimiento del número de clientes y la demanda, la energía consumida por los usuarios se ve incrementada, de forma parecida a los anteriores, pero tuvo un mayor impacto en el año 2009, debido a la crisis energética sufrida por el país, producto de una prolongada sequía que afectó la producción de energía eléctrica y que llevó a tomar medidas emergentes como el racionamiento y control en el uso de la energía, caso similar para los años 2001 y 2002, en los cuales el país pasó por una profunda crisis económica, que también se vio reflejada en el consumo energético.

Tabla 2.8. Consumo de energía en GWh (**Fuente:** Base de datos CENTROSUR y página web CONELEC)

AÑO	CENTROSUR	NACIONAL	PARTICIPACIÓN ANUAL %
2000	490,73	7885,08	6,22
2001	501,01	8157,52	6,14

2002	525,50	8595,57	6,11
2003	553,78	9107,22	6,08
2004	589,96	9690,44	6,09
2005	621,88	10304,75	6,03
2006	664,38	11039,26	6,02
2007	692,74	11863,46	5,84
2008	720,42	12580,45	5,73
2009	728,98	13213,06	5,52
2010	780,19	13.296,36	5,54

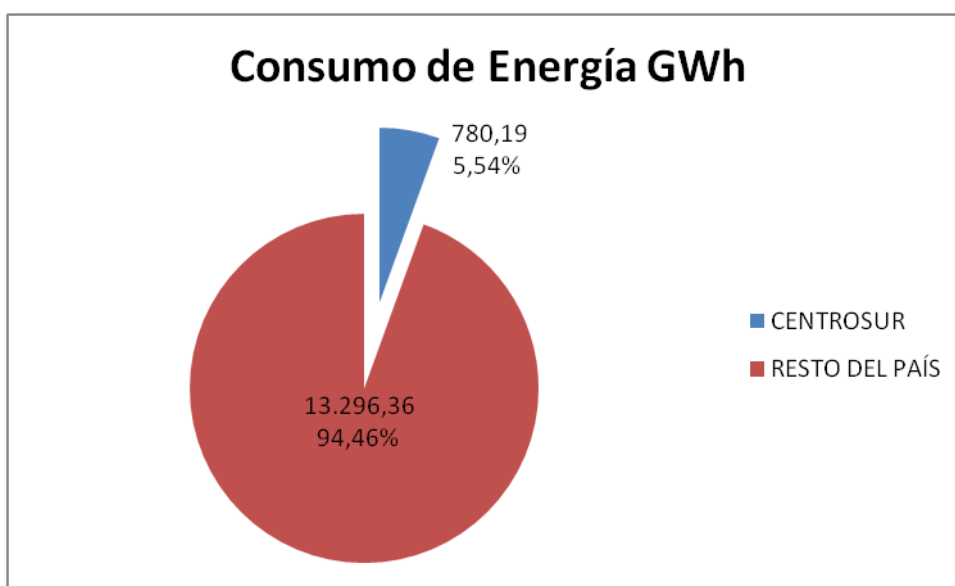


Fig 2.6. Consumo de energía, año 2010.

Esta energía consumida se la expresará por tipo de cliente en la Tabla 8, considerando que para el total y promedio, se tomó en cuenta el número de clientes por tipo y los clientes totales:

Tabla 2.9. Energía consumida por cliente (kWh/cliente/año) (**Fuente:** Base de datos CENTROSUR C.A)

Año	Residencial	Comercial	Industrial	A Publico	Otros	Total	Var. Anual
2.000	181.311	15.095	3.657	16	2.507	202.586	
2.001	192.251	15.749	4.040	16	2.605	214.661	5,96%
2.002	199.438	16.419	4.392	19	2.732	223.000	3,88%

2.003	206.937	17.068	4.724	19	2.803	231.551	3,83%
2.004	214.727	18.077	4.979	19	2.892	240.694	3,95%
2.005	220.602	18.838	5.232	19	2.937	247.628	2,88%
2.006	228.178	19.744	5.452	23	3.047	256.444	3,56%
2.007	236.883	20.778	5.690	23	3.073	266.447	3,90%
2.008	245.919	21.677	5.923	30	3.543	277.092	4,00%
2.009	256.244	22.790	6.115	32	3.707	288.888	4,26%
2.010	266.277	23.881	6.331	31	3.960	300.480	4,01%

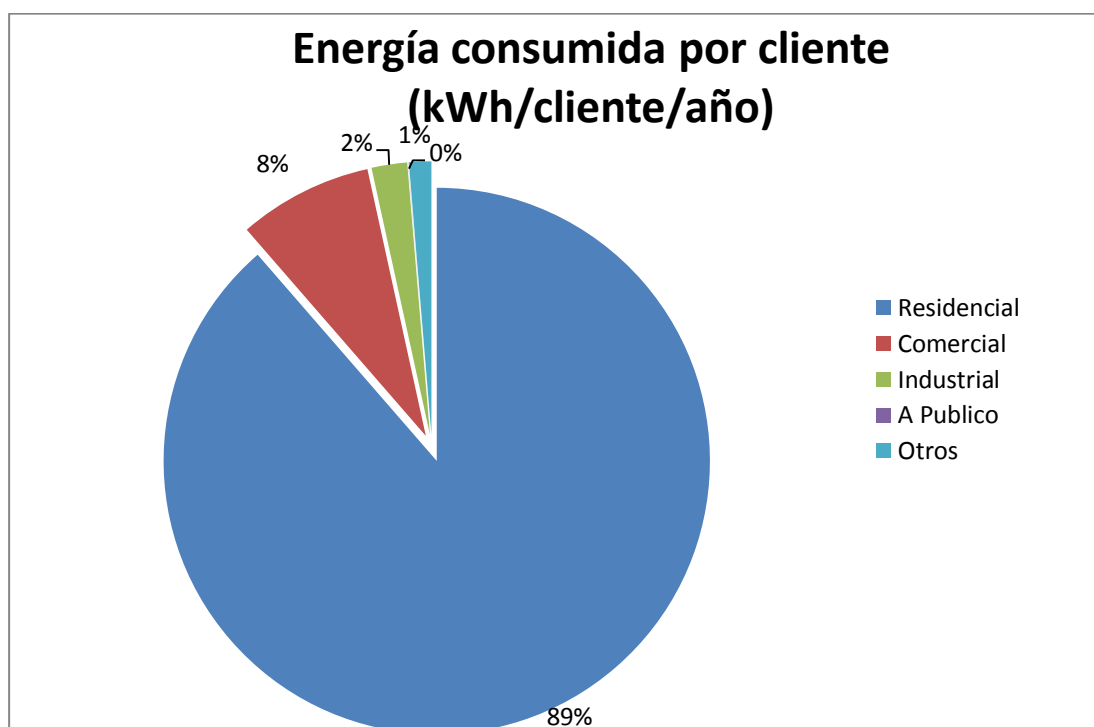


Fig 2.7. Energía consumida por cliente, año 2010.

2.3.2.1 Proyección de Energía [⁴]

Al igual que en el caso de la demanda, también se ha efectuado la proyección de la energía hasta el año 2020, en base a los datos de la Dirección de Planificación de la CENTROSUR:

Tabla 2.10. Proyección de la energía en GWh

DISTRIBUIDORA	AÑO											
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Centro Sur	683	721	767	806	842	882	925	972	1016	1065	1117	1175

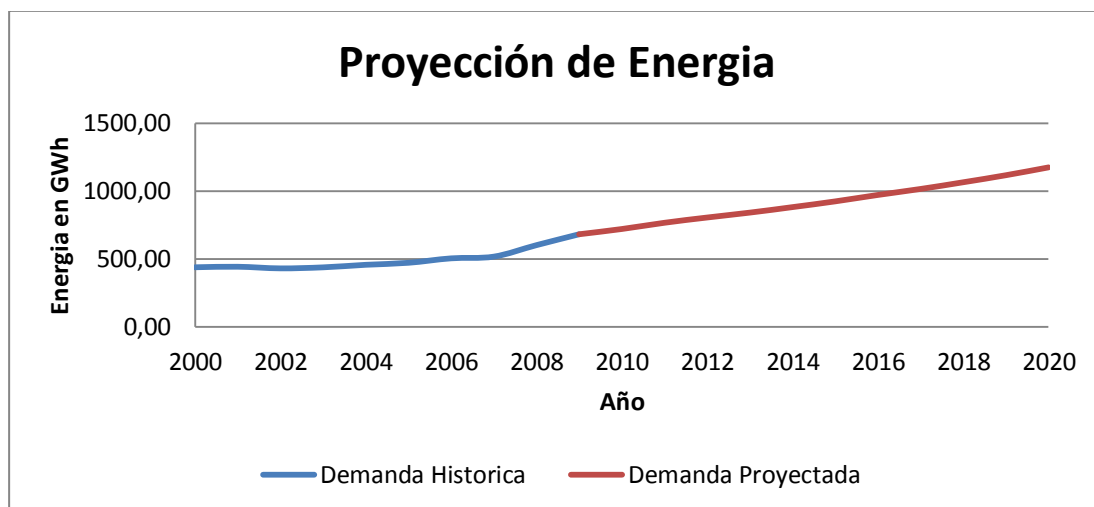


Fig 2.8. Energía consumida histórica y proyectada en GWh

CAPÍTULO 3

DETERMINACIÓN DE LA MUESTRA Y CRITERIOS DE SELECCIÓN

Al observar el número de transformadores de distribución que se encuentran instalados por la CENTROSUR, se puede apreciar la dificultad de realizar mediciones y registros para cada uno de ellos, tanto por factores técnicos como económicos.

Cuando se realizan investigaciones con poblaciones muy grandes, es decir, con una gran cantidad de datos, es primordial establecer la información suficiente para obtener resultados similares a los que se alcanzarían si se realizase un estudio de toda la población, para esto se emplea un instrumento altamente utilizado en este tipo de investigaciones: el muestreo.



3.1 MUESTREO

El muestreo es una herramienta de la investigación cuya función básica es determinar que parte de una realidad en estudio (población o universo) debe examinarse con la finalidad de hacer inferencias sobre dicha población. El error que se comete debido al hecho de que se obtienen conclusiones sobre cierta realidad a partir de la observación de sólo una parte de ella, se denomina error de muestreo. Obtener una muestra adecuada significa lograr una versión simplificada de la población, que reproduzca de algún modo sus rasgos básicos.

3.1.1 Muestreo Probabilístico

Los métodos de muestreo probabilísticos son aquellos que se basan en el principio de equiprobabilidad. Es decir, aquellos en los que todos los individuos tienen la misma probabilidad de ser elegidos para formar parte de una muestra y, consiguientemente, todas las posibles muestras de tamaño n tienen la misma probabilidad de ser elegidas. Sólo estos métodos de muestreo probabilísticos nos aseguran la representatividad de la muestra extraída y son, por tanto, los más recomendables. Dentro de los métodos de muestreo probabilísticos más utilizados en la investigación se encuentran:

- Muestreo aleatorio simple
- Muestreo estratificado
- Muestreo sistemático
- Muestreo polietápico o por conglomerados

Algunas de las ventajas que se presentan al realizar una muestra son:



Costo reducido. Si los datos obtenidos provienen de una pequeña fracción de la población, los gastos asociados a su recopilación serán mucho menores que cuando se trata de poblaciones grandes, resultados precisos pueden obtenerse de muestras que solamente representan una pequeña fracción de la población.

Mayor rapidez. Los datos pueden recolectarse y resumirse rápidamente con una muestra, siendo esto de vital importancia cuando se requiere la información con urgencia.

Mayor alcance. Con una muestra se tiene mayor flexibilidad respecto a la información que se puede llegar a obtener.

Mayor exactitud. Se reduce el volumen de trabajo en gran medida, con lo que se puede tener una supervisión más cuidadosa del trabajo de campo y el procesamiento de los resultados.

En el diseño de una muestra hay que considerar dos aspectos; inicialmente un proceso de selección, en la que se incluye en la muestra algunos elementos de la población; y posteriormente un proceso de estimación, en el que se llevan a cabo los cálculos de las estadísticas de la muestra, que son estimadores muestrales de valores de la población.

Una de las desventajas al utilizar el muestreo, es que dentro de los valores muestrales que se pueden obtener, es posible llegar a toparse con algunas deficiencias resultado de una designación de solo una fracción de la población total a ser observada en la muestra, sin embargo, al realizar un buen diseño de muestra, se tiene que estos errores tengan la menor presencia posible.



3.1.2 Ventajas e Inconvenientes del muestreo probabilístico Estratificado^[5]

Estratificado

Características:

En ciertas ocasiones resultará conveniente estratificar la muestra según ciertas variables de interés. Para ello debemos conocer la composición estratificada de la población objetivo a hacer un muestreo.

Una vez calculado el tamaño muestral apropiado, este se reparte de manera proporcional entre los distintos estratos definidos en la población usando una simple regla de tres.

Ventajas:

- Tiende a asegurar que la muestra represente adecuadamente a la población en función de unas variables seleccionadas.
- Se obtienen estimaciones más precisas.
- Su objetivo es conseguir una muestra lo más semejante posible a la población en lo que a la o las variables estratificadoras se refiere.

Inconvenientes:

Se ha de conocer la distribución en la población de las variables utilizadas para la estratificación.

⁵ Tamaño de una muestra para una investigación, http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_02_BAS02.pdf



3.2 METODOLOGÍA [6]

En general, la metodología a utilizar sería la de muestreo estratificado, es decir, aquella en la que se divide la población de N individuos, en n subpoblaciones o estratos, atendiendo a los diversos criterios que puedan ser importantes en el estudio.

La fijación de la muestra será distribuida de forma proporcional entre los transformadores pertenecientes a la Empresa dentro de la ciudad de Cuenca, el número real de transformadores a ser considerados va a ser de cinco mil doscientos setenta y seis de los cuales se seleccionara una muestra considerando su capacidad, número de clientes residenciales y comerciales.

3.2.1 Muestreo aleatorio estratificado

Trata de obviar las dificultades que presentan los otros métodos de muestreo ya que simplifican los procesos y suelen reducir el error muestral para un tamaño dado de la muestra. Consiste en considerar categorías típicas diferentes entre sí (estratos) que poseen gran homogeneidad respecto a alguna característica (se puede estratificar, por ejemplo, según la profesión, el municipio de residencia, el sexo, el estado civil, etc.). Lo que se pretende con este tipo de muestreo es asegurarse de que todos los estratos de interés estarán representados adecuadamente en la muestra. Cada estrato funciona independientemente, pudiendo aplicarse dentro de ellos el muestreo aleatorio simple o el estratificado para elegir los elementos concretos que formarán parte de la muestra. En ocasiones las dificultades que plantean son demasiado

⁶ MONTGOMERY, Douglas C. RUNGER, George C., “Applied Statistics and Probability for Engineers”, Third edition, John Wiley & Sons, Inc., 2003.



grandes, pues exige un conocimiento detallado de la población. (Tamaño geográfico, sexos, edades,...).

Según la cantidad de elementos de la muestra que se han de elegir de cada uno de los estratos, existen dos técnicas de muestreo estratificado:

- **Asignación proporcional:** el tamaño de la muestra dentro de cada estrato es proporcional al tamaño del estrato dentro de la población.
- **Asignación óptima:** la muestra recogerá más individuos de aquellos estratos que tengan más variabilidad. Para ello es necesario un conocimiento previo de la población.

3.2.2 Selección de la muestra

Siendo el objetivo de este estudio es determinar la demanda en los transformadores, para los servicios de comercialización en base a los usos de energía, a nivel de transformadores dentro del sistema de distribución; las técnicas de muestreo en estos casos sugieren la estratificación de la población total en clases más homogéneas, a fin de disminuir la varianza y lograr muestras relativamente menores con niveles de confianza adecuados.

Debido a que los elementos a ser analizados son numerosos, la muestra será seleccionada de tal forma que ésta sea estadísticamente representativa para una población establecida, considerando los diferentes tipos de consumidores, los niveles de tensión y las zonas geográficas a las que se va a remitir el estudio.

En un problema de estimación estadística, la exactitud de la estimación se mide



por el margen de error o la amplitud del intervalo de confianza. Puesto que estas dos medidas son función del tamaño muestral, especificar la exactitud determina el tamaño necesario de la muestra.

3.2.2.1 Intervalos Estadísticos

Un intervalo de estimación para un parámetro de la población se llama un intervalo de confianza (IC), en este rango de valores calculados se encuentra el verdadero valor del parámetro con una probabilidad determinada. No es totalmente seguro que el intervalo contenga el verdadero parámetro poblacional desconocido, sin embargo, el IC se construye de manera que se tiene gran confianza que contiene el parámetro poblacional desconocido.

Para el cálculo de los límites que cubren el 95% de los valores de demanda, para una distribución normal, estos se encuentran en el intervalo:

$$\text{desde } (\mu - 1.96\sigma) \text{ hasta } (\mu + 1.96\sigma) \qquad \textbf{ecuación 3.1}$$

Una estimación del IC para μ es un intervalo de la forma $l \leq \mu \leq u$, donde l y u son el límite inferior y superior de confianza, respectivamente, y $1 - \alpha$ es el coeficiente de confianza. A causa de que las diferentes muestras producen diferentes valores de l y u , estos puntos finales son los valores de las variables aleatorias L y U .

Se puede determinar los valores de L y U de manera que la siguiente afirmación de probabilidad es verdadera:

$$P\{L \leq \mu \leq U\} = 1 - \alpha \qquad \textbf{ecuación 3.2}$$

Donde $0 \leq \alpha \leq 1$.

Hay una probabilidad de $1 - \alpha$ de que la muestra seleccionada con un IC contenga el valor de μ . Para el caso de la distribución normal se tiene:

$$P\left\{\bar{X} - z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + z_{\alpha/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right\} = 1 - \alpha \quad \text{ecuación 3.3}$$

Reemplazando el nivel de confianza del 95% en la ecuación 3.3 tenemos:

$$P\left\{\bar{X} - z_{0,05/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + z_{0,05/2} \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right\} = 1 - 0,05$$

$$P\left\{\bar{X} - 1,96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}} \leq \mu \leq \bar{X} + 1,96 \frac{\sigma}{\sqrt{n}}\right\} = 0,95 \quad \text{ecuación 3.4}$$

Por lo tanto se tiene una probabilidad del 95% de que la muestra n seleccionada en el IC contenga el verdadero valor de μ . Como se trata de un intervalo de confianza del 95%, en el largo plazo sólo el 5% de los intervalos no contienen μ .

El tamaño de un intervalo de confianza es una medida de la precisión de la estimación. Es preciso obtener un intervalo de confianza que sea lo suficientemente corto como para la toma de decisiones y que también de una confianza adecuada. Una forma de lograrlo es mediante la elección del tamaño de muestra n , que debe ser lo suficientemente grande para dar un IC con confianza predefinida.



3.2.3 Determinación del tamaño de la muestra

En situaciones en donde el tamaño de la muestra puede ser controlada, podemos elegir n a fin de que se tenga un porcentaje de confianza del 95% de que el error al estimar μ es inferior a un determinado límite de error E . El tamaño adecuado de la muestra se encuentra eligiendo n tal que $z_{\alpha/2} \sigma / \sqrt{n} = E$.

$$n = \left(\frac{z_{\alpha/2} \sigma}{E} \right)^2 \quad \text{ecuación 3.5}$$

Si el resultado de la ecuación 3.5 no es un número entero, debe ser redondeado al inmediato superior. Esto asegurará que el nivel de confianza no cae por debajo del 95%.

Sin embargo, la desviación estándar σ es desconocida. Resulta que cuando n es de grande, reemplazando σ por la desviación estándar muestral S tiene poco efecto sobre la distribución normal, n debe ser por lo menos 40 para usar este reemplazo de forma fiable.

En situaciones en las que el tamaño de la muestra puede ser seleccionada, podemos elegir n al 95% de confianza en que el error es menor que un valor especificado E y varianza $p(1 - p)/n$ si p no está próximo de 0 o 1 y si n es relativamente grande. Por lo tanto $E = z_{\alpha/2} \sqrt{p(1 - p) / n}$ y despejando n de esta ecuación

$$n = \left(\frac{z_{\alpha/2}}{E} \right)^2 p(1 - p) \quad \text{ecuación 3.6}$$

Normalmente, para aplicar esta aproximación es necesario que np y $n(1 - p)$



sea mayor o igual a 5.

Una estimación de p es necesaria para utilizar la ecuación anterior. Si un estimador p de una muestra anterior está disponible, puede ser sustituido en la ecuación anterior, o tal vez una estimación subjetiva se puede hacer considerando la probabilidad de que la muestra seleccionada en el intervalo de confianza contenga el verdadero valor de μ . Otro método para elegir n utiliza el hecho de que el tamaño de la muestra de la ecuación será siempre un máximo de $p = 0,5$ es decir, $p(1 - p) = 0,25$ y esto puede ser utilizado para obtener n .

El número de transformadores que conformarán el tamaño muestral se determinará como sigue:

1. Se determina E , Límite de error máximo del 4% e intervalo de confianza mínimo del 95%.
2. Se resuelve la ecuación 3.6 para el tamaño de la muestra n :

$$n = \left(\frac{Z_{0.05/2}}{0,04} \right)^2 0,95 (1 - 0,95)$$

$$n = \left(\frac{1,96}{0,04} \right)^2 0,95 (0,05) = 114,048 \approx 115$$

3. Para aplicar esta aproximación es necesario que np y $n(1 - p)$ sea mayor o igual a 5.

$$115 * 0,95 = 109,25 \quad 115 (1 - 0,95) = 5,75$$

Considerando que en la CENTROSUR se tiene un total de 15163 transformadores de diversa potencia (**Fuente:** Base de datos de la



CENTROSUR), de estos 7261 transformadores se encuentran en la ciudad de Cuenca, los cuales se describen a continuación:

Tabla 3.1. Transformadores en la ciudad de Cuenca (**Fuente:** Base de datos de la CENTROSUR)

Alimentador	Propiedad		Total general
	Empresa	Particular	
0101	9	16	25
0102	7	30	37
0103	8	6	14
0104	40	17	57
0201	12	16	28
0202	9	19	28
0203	9	10	19
0204	20	36	56
0205	27	36	63
0321	726	95	821
0322	111	38	149
0323	443	162	605
0324	88	42	130
0325	131	34	165
0421	53	101	154
0422	90	96	186
0423	288	56	344
0424	34	43	77
0521	666	252	918
0522	106	79	185
0523	673	219	892
0524	270	129	399
0525	381	104	485
0526	216	119	335
0721	282	94	376
0722	203	83	286
0723	374	53	427
Total	5276	1985	7261

Del total de 7261 transformadores en la ciudad de Cuenca, 5276 transformadores pertenecen a la Empresa y esta va a ser la población que se considere en la determinación de la muestra.

La ecuación más simple que relaciona la precisión, el tamaño de muestra y los intervalos de confianza establecidos para encontrar un valor de n es:

$$E = z_{\alpha/2} \sqrt{\left(1 - \frac{n}{N}\right) \frac{S}{\sqrt{n}}} \quad \text{ecuación 3.7}$$

Resolviendo para n se tiene:

$$n = \frac{z_{\alpha/2}^2 S^2}{E^2 + \frac{z_{\alpha/2}^2 S^2}{N}} = \frac{n_0}{1 + \frac{n_0}{N}} \quad \text{ecuación 3.8}$$

Dónde:

n_0 : Tamaño de la muestra calculado anteriormente.

N : Tamaño de la población.

S : Desviación estándar muestral

Reemplazando $N = 5276$ en n :

$$n = \frac{114.048}{1 + \frac{114.048}{5276}} = 111.634 \approx 112$$

La muestra a considerar en el presente estudio será de 112 transformadores ya que este es el caso que brinda la mayor exactitud.

3.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Para poder realizar una adecuada estimación, es preciso realizar un muestreo acorde a las necesidades estadísticas y que permita un correcto análisis de los datos recolectados, para ello se debe tener en cuenta los



siguientes criterios para seleccionar los transformadores adecuados en los que se llevará a cabo los siguientes registros:

- Número de clientes.
- Potencia instalada (kVA).
- Homogeneidad en cuanto al tipo de cliente en la zona de servicio.
- Perfil de demanda.
- Facilidad de acceso a los registros.

Número de clientes: Que los transformadores cuenten con un diverso número de clientes, de tal manera que permita el análisis considerando diferentes escenarios.

Potencia instalada (kVA): Es necesario que el transformador tenga una potencia representativa (transformadores de diferentes capacidades), de forma que las mediciones tengan un “peso” considerable dentro de la estimación.

Homogeneidad en cuanto al tipo de cliente en la zona de servicio: Dado que en este análisis estadístico se utiliza un muestreo estratificado, es primordial que el transformador a analizar tenga una presencia mayoritaria y predominante de un solo tipo de cliente.

Perfil de carga: El perfil de carga permite reconocer tanto el tipo predominante de cliente, como su nivel de demanda para que de esta manera se pueda reconocer su importancia dentro del sistema de la CENTROSUR.

Facilidad de acceso a la medición: Es importante que los transformadores seleccionados cuenten con las facilidades necesarias para poder obtener un registro de forma fácil, segura y lo más precisa posible.



3.4 EQUIPOS DE MEDICIÓN

En un sistema eléctrico, es muy importante conocer la calidad de energía que se brinda a los usuarios, ya que permite evaluar la eficiencia de dicho sistema conociendo algunos parámetros, entre ellos:

- Límites de nivel de tensión
- Flicker
- Armónicos
- Factor de potencia

Estos parámetros serán evaluados de acuerdo a la regulación No. CONELEC – 004/01⁷, cuyo objetivo es *“establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.”*

Como parte de este registro, también se toman datos de potencia y energía consumida, valores que servirán como fundamento en las metodologías de estimación de demanda.

El CONELEC también establece la metodología de estas mediciones de calidad de servicio mediante la regulación citada anteriormente, y de acuerdo a esto se utilizarán los siguientes equipos portátiles de medición:

- Memobox 300
- Memobox 300 Smart
- Topas 1000

⁷ Sitio web CONELEC, REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01,
<http://www.conelec.gob.ec/normativa/CalidadDeServicio.doc>

- Fluke 1744

La CENTROSUR cuenta con un total de 36 equipos portátiles de medición, los cuales se colocan en los secundarios de los transformadores de distribución determinados por la Dirección de Planificación.

3.4.1 Memobox 300 [⁸]

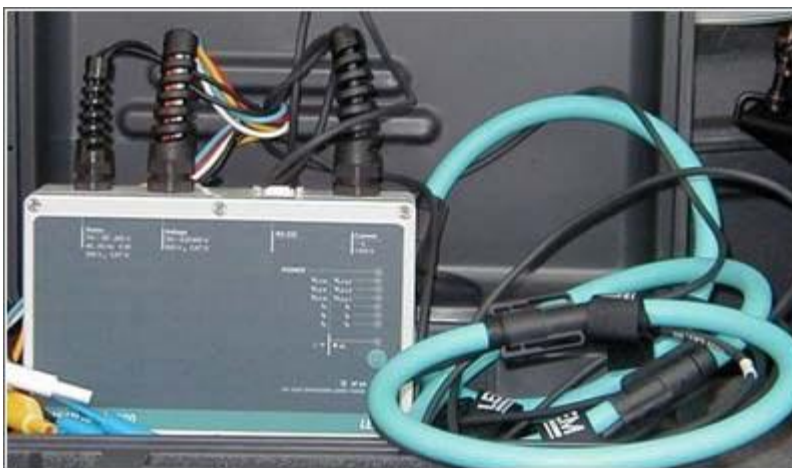


Fig 3.1. Memobox 300

Un analizador de calidad de la red resistente, diseñado para aplicaciones en media y baja tensión, incluidas redes de distribución eléctrica.

De formato compacto y resistente dispone de protección IP65 y amplio margen de temperatura de funcionamiento que aporta mayor versatilidad en todo tipo de instalaciones eléctricas

Características:

- Registro y análisis de voltaje, corriente, y factor de potencia
- Rango de voltaje: 115 - 830 V

⁸ Manual Memobox 300, http://www.ledaelectronics.com.au/Fluke_Memobox_300P-808A.pdf

- Transductores de Corriente LEM-flex (fijos), rango: 5 - 1500 A
- Configurable para mediciones de redes 3 hilos Delta o 4 hilos Estrella
- Valores Min y Max de voltaje, corriente, y potencia ajustable desde 8 mseg/ 60 Hz
- Disminuciones de voltaje, sobrecargas, e interrupciones ajustables desde 8 mseg.
- Mediciones de Flicker según norma IEC 61000-4-15 (anterior IEC 868)
- Se conecta al computador por puerto RS-232
- Software Codam Plus para programación, adquisición, y análisis incluido
- A prueba de intemperie
- Compacto en dimensiones, peso: 1.5 Kg

3.4.2 Memobox 300 smart [⁹]



Fig 3.2 Memobox 300 smart

⁹ Manual Memobox 300 smart,

<http://www.donsion.org/investigacion/equipos/MEMOBOX%20300%20Smart.pdf>



Este equipo de medición presente algunas características extra a su modelo Memobox 300:

Características:

- Tensión (Valores medios, máximos y mínimos)
- Eventos de tensión (huecos, picos e interrupciones)
- Flicker (Pst y Plt,, niveles a corto y largo plazo)
- Armónicos de tensión (hasta el armónico número 40)
- THD (normativa Europea y Americana, valor promedio y máximo)
- Interarmónicos de tensión (hasta 5 valores con frecuencias múltiples de 5 Hz)
- Rizado de las señales de control.
- Desequilibrio
- Frecuencia

3.4.3 TOPAS 1000 ^[10]

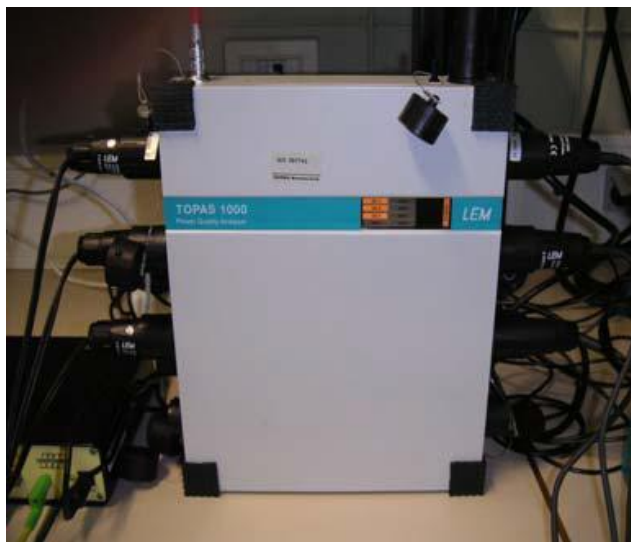


Fig 3.3 TOPAS 1000

El Analizador de calidad eléctrica Topas 1000 identifica de forma rápida el origen de perturbaciones y permite obtener la calidad de tensión eléctrica principal de acuerdo con la norma EN 50160. Proporciona medidas de tensión, análisis de corriente y potencia, medidas de carga y energía, análisis de transitorios rápidos y de señal de tensión. Su diseño plano, resistente y conforme a la norma IP65 ofrece un aislamiento completo, y garantiza un funcionamiento eficaz en condiciones de trabajo extremas. Memoria incorporada de gran capacidad (tarjeta de memoria Compact Flash 512 MB, opcional de 1 GB o 2 GB) ideal para registros a largo plazo.

Características:

- Analiza perturbaciones y sus causas
- Determina las reservas del transformador/alimentador
- Adquiere y analiza eventos transitorios

¹⁰ Manual TOPAS 1000, <http://www.maxicont.hu/doc/termekek/Topas1000%28eng%29.pdf>

- Mide la calidad de la electricidad conforme a la norma EN 50160
- Detecta interferencias y picos de alimentación
- Realiza comprobaciones de función de sistemas de análisis de señales eléctricas de control
- Obtiene valores de límites diarios
- Crea informes fácilmente
- 8 canales de entrada (4 x corriente/4 x tensión o 8 x tensión)
- Análisis de señales eléctricas de control en opción
- Interfaz Ethernet
- Interfaz RS 232
- Tarjeta de memoria CF 512 MB
- Carcasa resistente y aislante conforme IP65
- Cable para RS232

3.4.4 Fluke 1744 [¹¹]



¹¹ Manual Fluke 1744,

http://support.fluke.com/find-sales/download/asset/2634915_6112_eng_a_w.pdf

Fig 3.4. Fluke 1744

Los registradores de calidad de potencia 1744 y 1743 de Fluke son aparatos de registro de la energía eléctrica sofisticados, sólidos y fáciles de usar, diseñados para el electricista o el especialista en calidad de la potencia.

Una vez conectado el registrador a una red de distribución de energía eléctrica comienza a registrar una serie de parámetros eléctricos como valores secuenciales promediados a lo largo de un período definido. El registrador puede medir un máximo de tres tensiones y cuatro corrientes a la vez. (puede registrar los valores por fase de tensión)

El registrador presenta un diseño ligero y compacto. Su caja está sellada según las especificaciones IP 65, por lo que puede utilizarse al aire libre en cualquier tipo de clima.

La serie 1740 de Fluke trifásico, registradores de calidad de la energía son cada día medidores de potencia para los técnicos que solucionan y analizan problemas de calidad de energía. Simultáneamente, el registro de hasta 500 parámetros de potencia de hasta 85 días y el seguimiento de eventos, estos registradores ayudan a descubrir los problemas de calidad de la energía intermitentes y difíciles de encontrar.

El registrador puede seguir funcionando a través de cortes o interrupciones del suministro eléctrico de hasta tres segundos, tiempo suficientemente largo para la mayoría de las interrupciones habituales. En cortes más largos, el registrador se apaga y, al restaurarse el suministro eléctrico, reanuda el registro de datos.



Aplicaciones:

Análisis de perturbaciones: Identifique la causa del funcionamiento incorrecto de sus equipos para su posterior resolución y mantenimiento predictivo.

Verificación de la calidad del servicio conforme a las normas aplicables: Valide la calidad del suministro eléctrico en la acometida de servicio.

Estudios de calidad de la energía eléctrica: Evalúe la calidad del suministro eléctrico para asegurar su compatibilidad con los sistemas críticos antes de su instalación.

Estudios de carga: Verifique la capacidad de la instalación eléctrica antes de añadir ninguna carga.

Evaluación de la potencia y calidad de la energía eléctrica: Valide la rentabilidad de las mejoras en las instalaciones calculando el consumo de energía, el factor de potencia y la calidad general de la energía eléctrica antes y después de las mejoras.

Características:

- **Plug and play:** Rápida configuración en tan sólo unos minutos con sistema automático de detección de la sonda de corriente y alimentación.
- **Preparado para instalarlo dentro del armario de distribución:** Carcasa y accesorios con un diseño compacto y completamente aislado que permite introducir el instrumento en espacios reducidos y situados junto a circuitos con tensión.



- **Detección de la raíz del problema:** El software PQ Log analiza tendencias, crea resúmenes estadísticos, además de generar gráficos y tablas detallados de forma rápida.
- **Supervisión de la alimentación eléctrica a largo plazo:** Los datos se pueden descargar durante el registro sin ningún tipo de interrupción.
- **Medidas de tensión con una precisión excelente:** Precisión de la tensión (0,1%) conforme a la norma IEC61000-4-30, clase A.
- **Evaluación rápida de la calidad eléctrica de la instalación:** Evalúa la calidad eléctrica conforme al estándar de calidad eléctrica EN50160 y presenta la información en forma de resúmenes estadísticos.
- **Robusto y fiable:** Diseñado para su uso diario en campo, sin piezas móviles y con estuche aislado resistente con dos años de garantía

3.5 CONSIDERACIONES DE LAS MEDICIONES

La CENTROSUR se rige a la regulación del No. CONELEC 004/01, en la que se especifica la obtención de información por parte de las empresas distribuidoras del servicio eléctrico en los puntos de transformación que sean representativos para todo el sistema, con el fin de llevar a cabo un control de los estándares mínimos de calidad y procedimientos técnicos de medición, para garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable.

1. Para la selección de los puntos se considerarán los niveles de tensión,



el tipo de zona (urbana, rural), y la topología de la red, a fin de que las mediciones sean representativas de todo el sistema. Una vez realizada la selección de los puntos, la Empresa Distribuidora debe notificar al CONELEC, por lo menos 2 meses antes de efectuar las mediciones.

2. Simultáneamente con este registro se deberá medir la energía entregada a efectos de conocer la que resulta suministrada en malas condiciones de calidad.
3. En cada punto de medición, el registro se efectuará durante un período no inferior a 7 días continuos, en intervalos de medición de 10 minutos.

Al ser esta una información confiable y actualizada, hemos decidido utilizarla para la realización del presente tema de tesis; estos reportes se encuentran tabulados por transformador de distribución en el Departamento de Calidad de la CENTROSUR.

CAPÍTULO 4

MÉTODOS DE ESTIMACIÓN

Existen diversos métodos para la estimación de la demanda a nivel de transformadores de distribución, todos ellos fueron realizados tomando en cuenta ciertos factores que pueden o no ser aplicados para el área de concesión de la CENTROSUR, principalmente la ciudad de Cuenca.

Entre los principales factores considerados en los métodos de estimación de la demanda están:

- Información histórica de la zona de estudio.



- Área de construcción por cliente.
- Consumo mensual promedio por cliente

Para la evaluación de cada método no se toma en cuenta la demanda y pérdidas por alumbrado público ya que éstas serán analizadas posteriormente, solo se considera la demanda de los clientes residencial, comercial, y pequeña industria de ser el caso.

4.1 MÉTODO UTILIZADO POR LA CENTROSUR

Para el dimensionamiento de redes secundarias o de baja tensión así como los transformadores de distribución, la CENTROSUR determina la demanda basándose en las características de carga de los diferentes tipos de clientes:

- Residenciales
- Comerciales
- Industriales

En la actualidad, la CENTROSUR utiliza el método planteado en los "Estudios de Distribución de Energía Eléctrica y Alumbrado Público para Cuenca y su Área Metropolitana", realizados por el Consorcio de las Compañías INELIN - COINELCA, y presentados a principios de 1986.

4.1.1 Descripción

Para los clientes residenciales se aplican los siguientes criterios generales:

- Los alimentadores primarios de media tensión se proyectan para 15 años.
- Las redes de baja tensión y transformadores de distribución se dimensionan

para un período de entre 8 y 10 años.

- Para el caso de la CENTROSUR en función del área promedio de los lotes, se realiza una clasificación del tipo de cliente y su demanda unitaria promedio proyectada (DMUp), estableciéndose lo siguiente:

Tabla 4.1. Tipos de clientes – Sector Urbano (**Fuente:** CENTROSUR)

ABONADOS DE SECTORES URBANOS			
Área Promedio de Lotes (m ²)	Abonado Tipo	DMUp(KVA) ₁₀	DMUp(KVA) ₁₅
A > 400	A	7,47	7,99
300 < A < 400	B	3,93	4,29
200 < A < 300	C	2,23	2,48
100 < A < 200	D	1,36	1,55
A < 100	E	0,94	1,09

Tabla 4.2. Tipos de clientes – Sector Rural (**Fuente:** CENTROSUR)

ABONADOS DEL SECTOR RURAL			
Área Promedio de Lotes (m ²)	Abonado Tipo	DMUp(KVA) ₁₀	DMUp(KVA) ₁₅
Periferia ciudad	F	1,02	1,16
Centro parroquial	G	0,84	0,98
Rural	H	0,65	0,76

La demanda de diseño para la red de baja tensión y transformadores de distribución para un punto dado de la red se calcula mediante la siguiente expresión:

$$DM_p = DMU_p * N * F_{coin} \quad \text{ecuación 4.1}$$

Dónde:

DMUp: Demanda máxima unitaria proyectada (kVA).

N: Número de clientes.

F: Factor de coincidencia.

DMp: Demanda máxima proyectada en el punto dado.

Como se conoce que el factor de coincidencia está en función del número de



clientes conectados a la red y para el caso de CENTROSUR está dado por la expresión:

$$F_{coin} = N^{-0.0944} \quad \text{ecuación 4.2}$$

Las tablas que contienen los valores de demanda diversificada (demanda máxima proyectada) por categorías y número de clientes se encuentran detallados en el *Anexo A1*.

Además de la demanda de los clientes, debe considerarse, de ser el caso, las demandas de las cargas especiales así como del alumbrado público.

$$D = DM_p + A + Ce \quad \text{ecuación 4.3}$$

Dónde:

- D: Demanda de diseño (kVA).
- A: Carga de alumbrado público (kVA).
- Ce: Cargas especiales (puntuales) (kVA).

Para determinar la capacidad de los transformadores de distribución, a los valores de la demanda establecidos, se deberán aplicar los siguientes factores, por concepto de sobrecarga:

Tabla 4.3. Factores de sobrecarga para determinar la capacidad de transformadores de distribución (**Fuente:** CENTROSUR)

CATEGORÍA	FACTOR
A	0.9
B y C	0.8
D...H	0.7

4.1.2 Aplicación

Con el fin de explicar cada uno de los métodos analizados se eligió un transformador al azar para aplicar cada método.

Tabla 4.4. Características del transformador 183

Código del transformador	183
Alimentador	0103
Capacidad	225 kVA
No. de fases	3
No. de clientes	406
Dirección	Gaspar Sangurima y Padre Aguirre

En primer lugar se establece la categoría de los clientes que pertenecen al transformador analizado, para el caso del transformador 183, los clientes son categoría D.

En el *Anexo A1* se encuentran tabulados los valores de demanda máxima hasta 150 clientes, al tener una cantidad mayor se procederá a aplicar cada paso del método.

De la tabla 4.1 se tiene que la demanda unitaria proyectada para los clientes categoría D es de 1,36, mientras que el factor de coincidencia, según la ecuación 4.2, es:

$$F_{coin} = 0,5672$$

La demanda máxima proyectada (ecuación 4.1) será de:

$$DM_p = 1,36 * 406 * 0,5672 = 313,18 \text{ kVA}$$

Para encontrar la demanda de diseño del transformador se debe incluir la demanda correspondiente a alumbrado público y cargas especiales, para luego aplicar el factor de sobrecarga (Tabla 4.3). Por el momento no se consideran los valores de alumbrado público y cargas especiales, únicamente la demanda residencial.

$$DM = 219,23 \text{ kVA}$$

Se eligió un conjunto de transformadores escogidos aleatoriamente para aplicar los métodos con fines comparativos.

Tabla 4.5 Aplicación del método de la CENTROSUR para la determinación de la demanda.

Transformador	No. de clientes	Capacidad (kVA)	Demanda estimada CENTROSUR (kVA)
5901	21	75	49,53
14850	49	30	22,33
8740	60	45	38,80
5878	78	45	34,02
9850	110	60	46,44
6546	145	150	86,29
4032	223	160	127,42
5971	325	400	335,85
183	406	225	219,23
6550	680	300	241,73

4.2 MÉTODO NEC (NATIONAL ELECTRICAL CODE) [¹²]

El National Electrical Code (NEC) es un estándar de los Estados Unidos de América (EUA) para la instalación de equipos y cableado eléctrico, fue

¹² National Electrical Code (NEC), artículo 220, 2011 Edition.



desarrollado por la National Fire Protection Association (NFPA), también es conocido como la norma NFPA 70.

El NEC norma los requisitos para la seguridad en instalaciones eléctricas, es parte de un conjunto del NFC (National Fire Codes) publicado por la NFPA, si bien no es una ley en sí, su cumplimiento es comúnmente exigido por las leyes estatales de los EUA.

Para fines de estimación de demanda eléctrica, se aplica el artículo 220 del NEC en el cual se describe una metodología muy completa.

4.2.1 Descripción

Este método proporciona los requisitos para el cálculo de ramales, acometidas y cargas eléctricas. Para esto se ha dividido el método en 5 secciones:

Sección 1: Requisitos generales para los métodos de cálculo.

Sección 2: Cálculo para cargas en ramales.

Secciones 3 y 4: Cálculo para acometidas y servicios.

Sección 5: Cálculo para grupos de hogares.

Para tener una idea clara de los términos empleados a lo largo de la descripción de la norma, a continuación se encuentran las definiciones:

Acometida: Comprende todos los conductores entre el medidor y la fuente de energía eléctrica y los dispositivos de sobrecorriente.

Ramales: Circuito comprendido por los conductores entre los dispositivos de protección de sobrecorriente y las terminales eléctricas (cargas,

enchufes).

La organización del método se presenta en el siguiente diagrama:

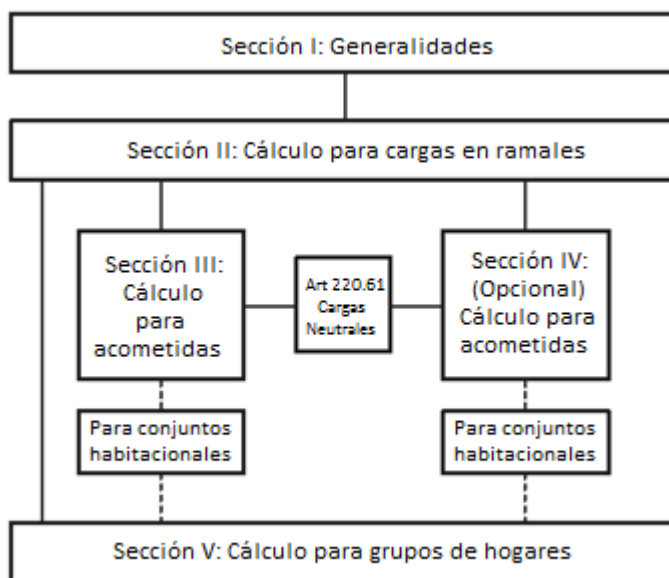


Fig 4.1 Métodos de cálculo para ramales, alimentadores y cargas eléctricas. (Fuente: National Electrical Code, 2011 Edition).

4.2.1.1 Sección 1: Requisitos generales para el cálculo

Tensiones: Para el cálculo de cargas en ramales y alimentadores, se deben considerar los siguientes niveles de tensión: 120, 120/240, 208Y/120, 480Y/277 y 600Y/347 V.

La aplicación de otros artículos de la norma se puede ver en el *Anexo A2*.



4.2.1.2 Sección 2: Cálculo para cargas en ramales

Carga por iluminación para espacios especificados

Se considerará una carga no inferior a la especificada en el *Anexo A3* para los espacios especificados, en el mismo consta la carga de iluminación mínima. La superficie de construcción de cada planta se calcula a partir de las dimensiones exteriores del edificio, vivienda, u otra zona en cuestión.

Otras cargas – Todos los espacios

Para el cálculo de cualquier otro tipo de artefacto eléctrico que no sea para iluminación, se utilizarán las siguientes consideraciones:

Tomacorrientes Específicos

Para un enchufe dedicado a un artefacto específico (motor, lavadora, cocina, etc.), se tomará en cuenta la potencia de placa del artefacto.

Tomacorrientes Generales

En todos los espacios, la carga mínima para cada tomacorriente para receptáculos de uso general, no deberá ser inferior a 180 VA, por cada tomacorriente.

4.2.1.3 Sección 3: Cálculo para acometidas y servicios

La demanda calculada para una acometida no debe ser menor a la suma de las cargas en los ramales a los que sirve de acuerdo a lo determinado en las secciones 1 y 2, luego se aplicarán factores de demanda, de ser necesario, en las secciones 3, 4 y 5, si fuera el caso.

Iluminación General y Pequeños Artefactos

Los factores de demanda especificados en la tabla 4.6, se aplicarán únicamente en los ramales designados para iluminación y artefactos pequeños.

Tabla 4.6 Factores de demanda por iluminación y artefactos pequeños.

Tipo de ocupación	Carga por Iluminación (VA)	Factor de demanda (%)
Vivienda	3000 o menos	100
	3001 a 120000	35
	Mayor a 120000	25

Rangos para los artefactos eléctricos

La carga para la gama de electrodomésticos, hornos, cocinas eléctricas y otros artefactos que superan los 1,75 kW se calcularán de acuerdo al *Anexo A4*.

4.2.1.4 Sección 4: Cálculo para alimentadores y servicios (Opcional)

Esta sección será aplicable para una vivienda con su carga total conectada a una red de 120/240V o 208Y/120V, con una corriente de 100 A o mayor. Para el caso de la CENTROSUR no se cuenta con clientes residenciales que cumplan con estos requisitos.

4.2.1.5 Sección 5: Cálculo para conjuntos de viviendas

Cuando un alimentador sirva a un conjunto habitacional, la demanda total será calculada considerando los factores expresados en la tabla 4.7.

Tabla 4.7 Factores de demanda para conjuntos de viviendas

Cargas Individuales	Factor de demanda (%)
Mayor carga	100
Segunda mayor carga	75
Tercera mayor carga	65
Cargas restantes	50

A esta carga, se debe aplicar los factores de demanda de acuerdo a la sección 3, correspondiente a iluminación general y pequeños artefactos.

4.2.2 Aplicación

En cumplimiento de las consideraciones expuestas en la sección 1 de la norma NEC, todos los transformadores analizados se encuentran en los rangos permitidos.

El método se aplicará al transformador 183, cuyas características se encuentran expuestas en la tabla 4.4.

Del sistema de información geográfica (GIS) de la CENTROSUR, se obtiene que los clientes del transformador 183 tienen un área promedio de 180 m².

Aplicando lo establecido en la sección 2, por iluminación general se tienen 33 VA/m² y por cada tomacorriente de uso general se tienen 180 VA y por cada tomacorriente específico se toman los datos de placa del artefacto conectado al mismo, a estos últimos se los considera como cargas especiales (Refrigerador, plancha, lavadora).

A continuación se especifica las cargas por cada cliente:

$$\text{Iluminación general: } 180\text{m}^2 * 33\text{VA/m}^2 = 5940 \text{ VA}$$



Tomacorriente de uso general (Pequeños artefactos):

$$12 * 180 VA = 2160 VA$$

Cargas Especiales: 2000 VA

Carga total: 10110 VA

A esta carga total por cliente se aplicarán los factores de demanda de la sección 3 (Tabla 4.6).

Cargas menores a 3000VA : 3000 VA

Cargas Especiales: 2000 VA

Carga restante al 35%: 5110 VA * 0,35 = 1788,5 VA

Carga total con factores de demanda: 6788,5 VA

Ahora se aplica lo dicho en la sección 5, para un conjunto de viviendas (aplicando los factores de la tabla 4.7):

Carga para el transformador: = 1383461,5 VA

Y finalmente, aplicando nuevamente los factores de la sección 3:

Carga final para el transformador: 359815,375 VA

Aplicando este proceso para el grupo de transformadores elegidos en el método anterior se obtiene:

Tabla 4.8 Aplicación del método NEC a transformadores seleccionados

Transformador	No. de clientes	Capacidad (kVA)	Demanda estimada NEC (kVA)
5901	21	75	34,04
14850	49	30	56,23



8740	60	45	68,06
5878	78	45	87,28
9850	110	60	108,62
6546	145	150	144,62
4032	223	160	240,01
5971	325	400	281,15
183	406	225	359,81
6550	680	300	512,55

4.3 MÉTODO REA (RURAL ELECTRIFICATION ADMINISTRATION) [¹³]

La Administración de Electrificación Rural, REA por sus siglas en inglés, fue creada el 11 de mayo de 1935, con el propósito de promover la electrificación rural, a lo largo de los Estados Unidos, que para ese entonces bordeaba el 11%. Para 1952, casi todo el sector rural contaba con el servicio de electricidad. En 1994, la REA se reorganizó para formar la RUS (Rural Utilities Service).

A partir de 1939, la REA ha estimado la capacidad para cargas futuras basándose en curvas relacionando la demanda en kW según el número de consumidores y los kWh promedio utilizados.

4.3.1 Descripción

Este método ha demostrado fiabilidad y las curvas han sido revisadas según la necesidad debido a los constantes cambios en la red. El método desarrollado para la demanda en kW consiste en la multiplicación de dos factores que corresponden al número de clientes y kWh usados. Estos factores pueden ser obtenidos de tablas o determinados matemáticamente.

¹³ VEST, Stanley J., “Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems”, Paper AIEE, USA, Abril 1957.

Los datos fueron graficados como kWh/mes/consumidor frente al número de consumidores, siendo la ordenada una medida de diversidad. Al examinar los puntos, estos no mostraban una diferencia notable en lo que a área o densidad se refiere.

Se puede observar que el gráfico kWh/mes/consumidor contra número de consumidores sería una familia de curvas, donde cada curva representaría un valor particular de kWh/mes/consumidor, las curvas fueron trazadas para tres intervalos: 100 a 200, 201 a 400, y 401 a 600 kWh/mes/consumidor.

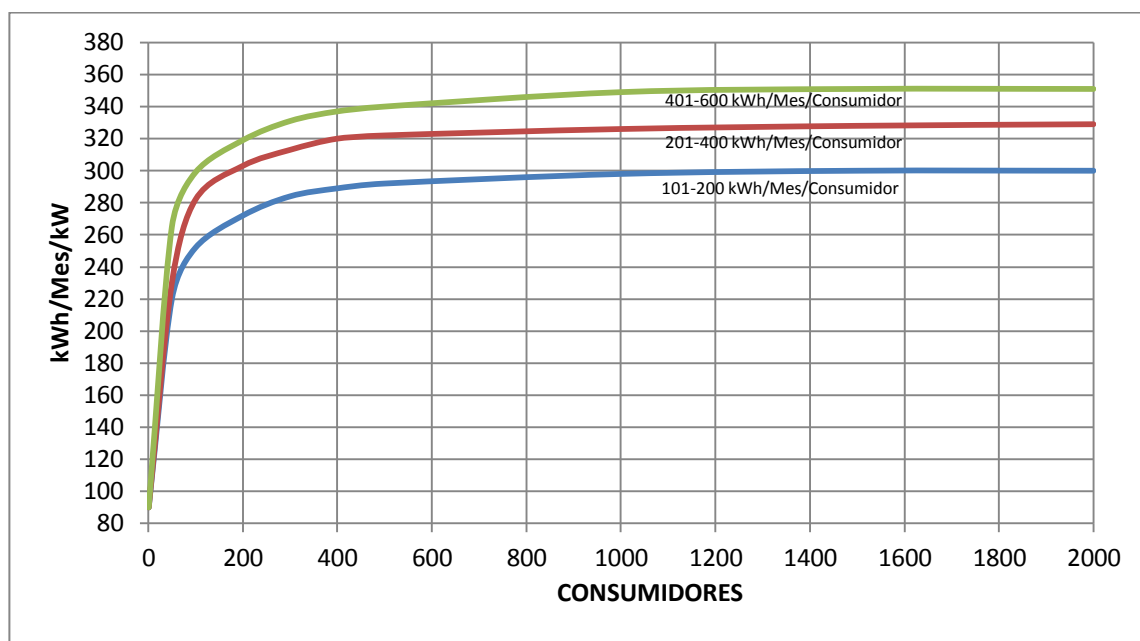


Fig 4.2 kWh/mes/consumidor contra número de consumidores

4.3.1.1 Cálculo de la demanda en kW

Los términos utilizados en el cálculo de la demanda han sido designados como factor de kWh o Factor B mientras el segundo como factor del consumidor o Factor A. Para el cálculo de la demanda en kW de cualquier cantidad de consumidores, basta con multiplicar los dos factores A y B.

El factor A refleja una mejora en la diversidad debido al incremento en el número de consumidores, mientras el factor B indica la tendencia en el factor de carga al presentarse un mayor consumo.

El factor B puede extraerse de la Fig. 4.3, o también puede ser calculado por la ecuación 4.4.

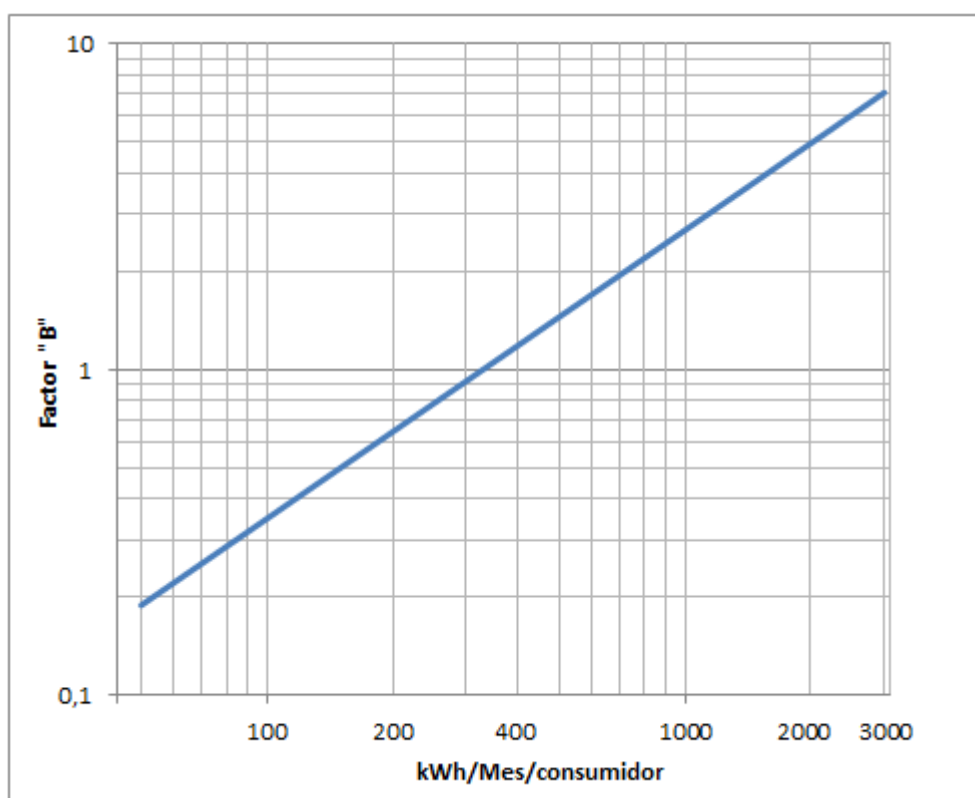


Fig 4.3 Factor B

$$\text{Factor B} = 0.005925((kWh/mes)/consumidor)^{0.885} \quad \text{ecuación 4.4}$$

Mientras que el factor A puede ser visto en la tabla 4.9, o aplicando la ecuación 4.5.



Tabla 4.9 Factor A.

No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A	No. Consumidores	Factor A
		41	53,40	105	122	310	325	820	832
		42	54,50	110	128	320	335	840	853
		43	55,50	115	133	330	344	860	873
		44	56,70	120	138	340	354	880	891
5	9,49	45	57,90	125	143	350	364	900	911
6	10,80	46	59,00	130	148	360	373	920	931
7	12,10	47	60,20	135	153	370	383	940	951
8	13,50	48	61,40	140	159	380	393	960	972
9	14,80	49	62,40	145	163	390	403	980	992
10	16,10	50	63,50	150	168	400	412	1000	1010
11	17,40	51	64,7	155	173	410	422	1050	1059
12	18,70	52	65,7	160	178	420	432	1100	1108
13	20,10	53	66,7	165	183	430	442	1150	1157
14	21,40	54	68	170	188	440	452	1200	1207
15	22,70	55	69	175	193	450	462	1250	1255
16	24,00	56	70,2	180	198	460	472	1300	1304
17	25,30	57	71,2	185	203	470	481	1350	1353
18	26,60	58	72,3	190	208	480	491	1400	1400
19	27,80	59	73,6	195	213	490	501	1450	1450
20	29,20	60	74,5	200	218	500	512	1500	1500
21	30,40	62	76,7	205	223	510	522	1600	1600
22	31,70	64	78,9	210	228	520	532	2000	2000
23	32,80	66	81,1	215	233	530	542	2400	2400
24	33,90	68	83,2	220	238	540	551	2800	2800
25	34,90	70	85,4	225	243	550	561	3200	3200
26	36,00	72	87,6	230	247	560	571	3600	3600
27	37,20	74	89,7	235	252	570	582	4000	4000
28	38,90	76	91,8	240	257	580	592	4400	4400
29	39,50	78	93,9	245	262	590	601	4800	4800
30	40,70	80	96	250	267	600	612	5200	5200
31	41,90	82	98,3	255	272	620	631	5500	5500
32	43,10	84	100	260	276	640	652	6000	6000
33	44,30	86	102	265	282	660	672	6500	6500
34	45,40	88	104	270	287	680	692	7000	7000
35	46,60	90	107	275	291	700	713	7500	7500



36	47,70	92	109	280	296	720	733	8000	8000
37	48,90	94	111	285	301	740	753	8500	8500
38	50,00	96	113	290	306	760	772	9000	9000
39	51,20	98	115	295	310	780	793	9500	9500
40	52,30	100	117	300	315	800	812	10000	10000

$$\text{Factor } A = N(1 - 0.4N + 0.4(N^2 + 40)^{1/2}) \quad \text{ecuación 4.5}$$

Dónde:

N: Número de consumidores.

Como se puede apreciar en la tabla 4.9, el factor A puede ser encontrado a partir de 5 consumidores.

Las ecuaciones indicadas no son exactas, pero son muy buenas aproximaciones a las curvas presentadas.

4.3.1.1 Ecuaciones para conversión

También es posible calcular factores para encontrar otros parámetros del sistema, tales como:

$$\text{Factor de coincidencia: } \frac{\text{Factor } A}{3.29 * \text{No consumidores}}$$

$$\text{Factor de diversidad: } \frac{3.29 * \text{No consumidores}}{\text{Factor } A}$$

$$kW_{\text{promedio/consumidor(No diversificado)}} : 3.29 * \text{Factor } B$$

Dónde:

$$3.29 = \text{Factor } A \text{ para un solo consumidor.}$$



4.3.2 Aplicación

De forma similar a los métodos anteriores, se procederá a aplicar el método al transformador 183 con sus características descritas en la tabla 4.4.

Primero se comprueba que el transformador analizado cumpla con el requisito de contener al menos 5 consumidores, luego se procede a extraer los factores A y B, ya sea de las tablas o de las ecuaciones aproximadas.

El transformador contiene 406 clientes y tiene un consumo promedio de 205,09 kWh/mes/consumidor, por lo que al extraer los factores de la tabla y la figura correspondientes, se obtiene:

$$\text{Factor } B: 0.65$$

$$\text{Factor } A: 422$$

Utilizando las ecuaciones aproximadas:

$$\text{Factor } B = 0.6611$$

$$\text{Factor } A = 414$$

Se puede observar que los valores son muy próximos, por lo que el error al utilizar cualquier método es muy reducido.

Ahora al multiplicar los factores para determinar la demanda:

Demanda en el transformador 183: 273.69 kW (utilizando los factores



obtenidos de las fórmulas aproximadas (ecuación 4.4 y 4.5).

Aplicando el método al conjunto de transformadores utilizados en los métodos anteriores:

Tabla 4.10 Aplicación del método REA a los transformadores seleccionados

Transformador	No. de clientes	Capacidad (kVA)	Demanda estimada REA (kW)
5901	21	75	25,54
14850	49	30	56,23
8740	60	45	33,74
5878	78	45	41,59
9850	110	60	54,72
6546	145	150	121,82
4032	223	160	82,18
5971	325	400	184,77
183	406	225	273,69
6550	680	300	283,80

4.4 CONSIDERACIONES SOBRE LOS MÉTODOS ANALIZADOS

Cada uno de los métodos analizados da como resultado distintas estimaciones de demanda eléctrica, como se observa en la Tabla 4.11, lo cual indica que los factores que considera cada método no se encuentran vinculados entre ellos.

Tabla 4.11 Demandas estimadas por cada método analizado

Transformador	No. de clientes	Consumo (kWh) mensual promedio por cliente	Demanda estimada CENTROSUR (kVA)	Demanda estimada NEC (kVA)	Demanda estimada REA (kW)
5901	21	286,71	49,53	34,04	25,54
14850	49	123,18	22,33	56,23	56,23
8740	60	148,96	38,80	68,06	33,74
5878	78	144,66	34,02	87,28	41,59
9850	110	137,94	46,44	108,62	54,72
6546	145	254,04	86,29	144,62	121,82
4032	223	513,24	127,42	240,01	82,18
5971	325	168,81	335,85	281,15	184,77
183	406	205,09	219,23	359,81	273,69
6550	680	120,83	241,73	512,55	283,80

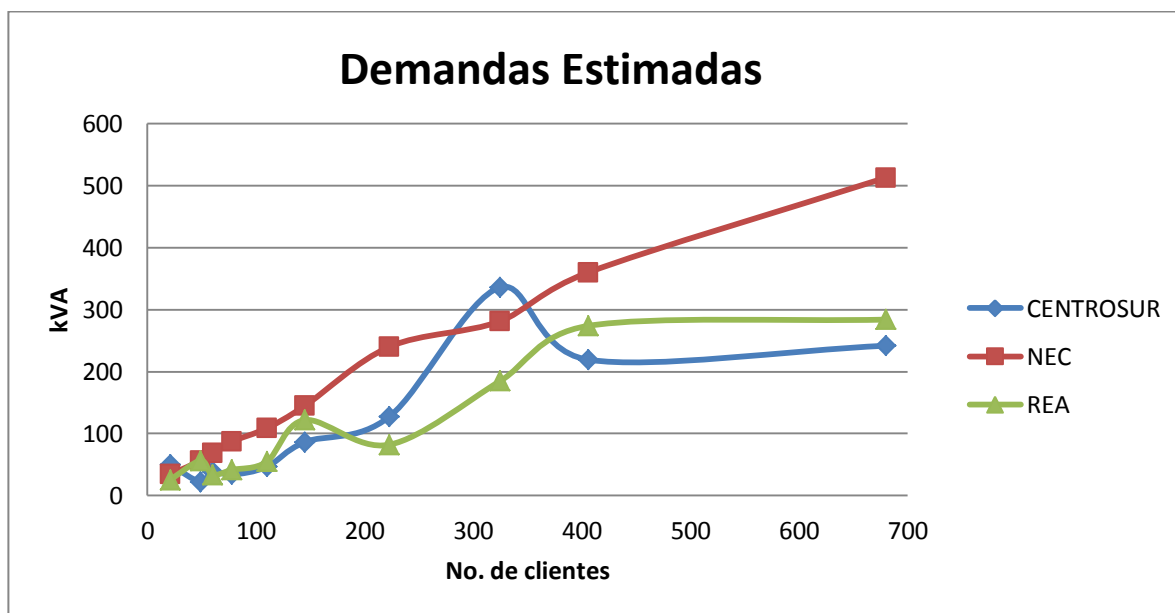


Fig 4.4 Demandas estimadas por cada método analizado

El método utilizado por la CENTROSUR basa su estimación en el área de lote de la instalación servida, pero ello no garantiza que lotes similares tengan una misma



demanda eléctrica, ya sea por situación geográfica del lote, economía del abonado y hábitos de consumo.

Se puede notar que la demanda estimada por el método NEC tiene un comportamiento casi lineal, directamente proporcional al número de clientes, y para la mayor parte de los casos resulta en la mayor demanda estimada, resultando consistente al considerar que se trata de una norma que se concentra particularmente en la seguridad.

La demanda estimada por el método REA muestra un comportamiento proporcional al consumo promedio mensual, pero al haber sido realizado bajo una realidad distinta a la de nuestro entorno, su estimación puede verse afectada.

Como se mencionó al principio del presente capítulo, las demandas expuestas en la Tabla 4.11 no incluyen pérdidas ni alumbrado público y para poder compararlas frente a las demandas máximas registradas por los transformadores medidos es necesario incluir estos valores. La comparación entre los métodos se expone en un capítulo posterior.

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN TÉCNICA DE LAS PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS Y CONTADORES DE ENERGIA DE LA CENTROSUR [14]

5.1 ANTECEDENTES

El control de las pérdidas de potencia y energía es una preocupación permanente de todas las áreas de la Empresa, debido a que el costo de éstas incide directamente en su economía y en sus planes de expansión. Es así que, la evaluación técnica de las pérdidas en cada etapa funcional del sistema eléctrico,

¹⁴ EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTROSUR, Dirección de Planificación de la CENTROSUR, Año 2010.



están dentro de las principales actividades de la Dirección de Planificación de la Empresa.

La Regulación CONELEC 009/00 establece los límites de las pérdidas, a ser consideradas en la elaboración de los Pliegos Tarifarios al consumidor final, lo que compromete a las empresas distribuidoras a mantener una continua evaluación de sus pérdidas, con la finalidad de definir sus políticas de inversión, priorizando el manejo de las mismas.

Definiciones ^[15]

Pérdidas Técnicas: Estas pérdidas se deben a la energía consumida por los equipos relacionados a los procesos de generación, transmisión y distribución, la misma que no es facturada. Es un fiel reflejo del estado y la ingeniería de las instalaciones eléctricas, dependen básicamente, del grado de optimización de la estructura del sistema eléctrico, y de las políticas de operación y mantenimiento. Su mayor concentración, es ocasionada por la transmisión de energía eléctrica por medio de conductores, transformadores y otros equipos del sistema de distribución (efecto Joule), así como por las ocasionadas en las líneas de transmisión por el efecto corona.

Pérdidas No Técnicas: Incluyen las pérdidas sociales y comerciales, relacionadas principalmente con los errores en los sistemas de medición, de control, facturación, recaudación y del grado de automatización de los procesos de comercialización y atención al cliente. Son el resultado de la utilización ilegal de la energía, convirtiéndose en pérdidas financieras para la Empresa.

¹⁵ EXPERIENCIAS Y METODOLOGÍAS POR PARTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL ECUADOR INC. EN LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA, Ing. TAMA FRANCO, Alberto, Agosto 2010.

Las pérdidas sociales, son producidas por el hurto de energía en los diferentes asentamientos. Estas pérdidas son conocidas como conexiones ilegales o contrabando. La inversión en líneas y redes de distribución para el suministro del servicio eléctrico en estas áreas marginales, resulta prohibitiva y onerosa debido a la baja recuperación de la inversión a través de las actuales tarifas eléctricas.

Las pérdidas comerciales, que son producidas por las alteraciones de los equipos de medición y la modificación ilegal de las conexiones con la finalidad de inducir errores en los consumos registrados por las empresas distribuidoras, incluyen también las pérdidas ocasionadas por los sistemas administrativos de registro de consumo (lecturas), facturación, recaudación y falta de programa de control para la verificación de la exactitud de los equipos de medición.

Evolución histórica de las pérdidas de energía

La tabla 5.1 muestra la evolución de las pérdidas de energía en el sistema; considerando los requerimientos energéticos de los clientes regulados de la CENTROSUR y la energía de terceros.

Tabla 5.1. Evolución de pérdidas período 2006-2010

CONCEPTO	U	2006	2007	2008	2009	2010
Energía Total Disponible (ETD)	MWh	664.383	692.744	720.417	728.982	780.189
G Consumidores sin contrato CENTROSUR	MWh	28.723	36.847	27.234	2.094	2.167
Disponible CENTROSUR	MWh	635.661	655.896	693.183	726.888	778.022
G Consumidores con contrato CENTROSUR	MWh	70.872	72.193	41.600	-	-

Disponible clientes regulados	MWh	564.789	583.703	651.583	726.888	778.022
Consumo clientes regulados	MWh	505.733	518.328	602.985	683.027	721.624
Pérdidas Totales	MWh	59.056	65.375	48.598	43.861	56.398
% Pérdidas totales respecto a ETD	%	8,89%	9,44%	6,75%	6,02%	7,23%
Pérdidas Técnicas	MWh	38.733	38.711	41.360	42.033	44.997
% Pérdidas Técnicas respecto a ETD	%	5,83%	5,59%	5,75%	5,77%	5,77%
Pérdidas No técnicas	MWh	20.323	26.664	7.238	1.828	11.401
% Pérdidas No Técnicas respecto a ETD	%	3,06%	3,85%	1,00%	0,25%	1,46%

Tabla 5.2. Evolución de pérdidas técnicas y no técnicas período 2006-2011

Año	Total	Técnicas	No Técnicas
2006	8,89%	5,83%	3,06%
2007	9,44%	5,59%	3,85%
2008	6,75%	5,74%	1,00%
2009	6,02%	5,77%	0,25%
2010	7,23%	5,77%	1,46%
2011	6,84%	5,74%	1,10%

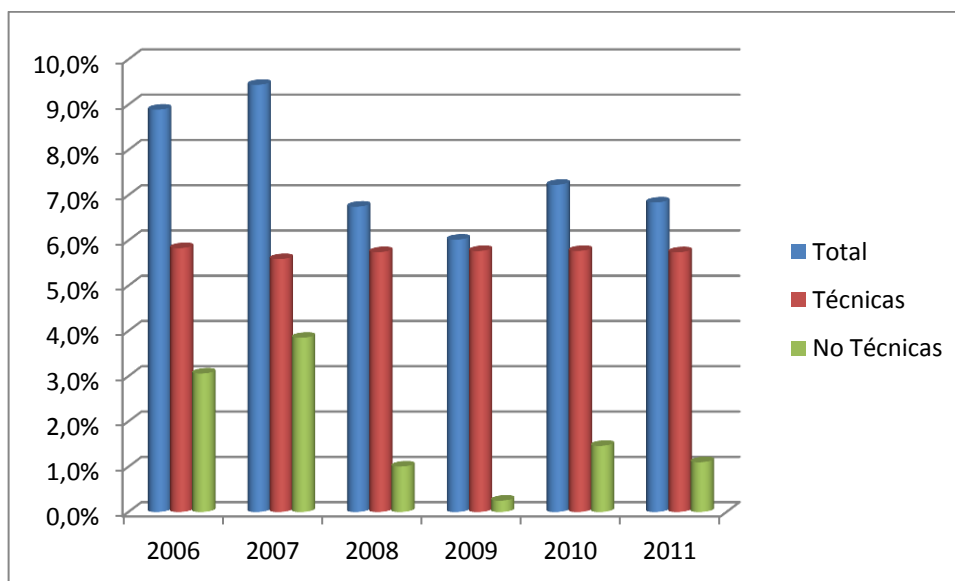


Fig 5.1. Evolución de las pérdidas de energía.

Es difícil definir, en forma general, un nivel óptimo de pérdidas técnicas y no técnicas, dado que dependen de las características propias del sistema y de la forma de utilización de la energía; sin embargo en la tabla 5.2 se observa que las políticas aplicadas por la Empresa, han conseguido mantenerlas por debajo del 10%.

5.2 PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN ACOMETIDAS ^[14]

Para su evaluación se utiliza la misma formulación indicada en la tabla 5.3 y la siguiente información proporcionada por la Dirección de Comercialización:

Número de clientes y consumo promedio por tipo de tarifa, ubicación geográfica, tipo de contador y acometida.

La longitud media de las acometidas, para las zonas urbana y rural, es de 35m y 60m, respectivamente.

Curvas típicas de carga por tipo de cliente, mismas han sido determinadas

mediante un estudio sobre “Factores de Responsabilidad de la Carga” realizada por la Dirección de planificación en el año 1999.

Los registros de las acometidas instaladas durante el año 2011 (Enero hasta Octubre)

Tabla 5.3. Ecuaciones para el cálculo de pérdidas de potencia y energía en acometidas (**Fuente:** Referencia [14])

RAMALES TRIFÁSICOS			RAMALES MONOFÁSICOS	
Tres fases (4 conductores)	Dos fases y neutro (3 conductores)	Fase y neutro (2 conductores)	Una fase (3 conductores)	Fase y neutro (igual calibre)
$Pp_1 = \frac{R_{ij} * I_M^2}{3}$ $I_M = S \div V_{fn}$ $Ep_1 = Pp_1 * t$	$Pp_2 = 0,5625 R_{ij} * I_M^2$ $Ep_2 = Pp_2 * t$	$Pp_3 = 2 R_{ij} * I_M^2$ $Ep_3 = Pp_3 * t$	$Pp_4 = 0,5 R_{ij} * I_M^2$ $Ep_4 = Pp_4 * t$	$Pp_5 = 2 R_{ij} * I_M^2$ $Ep_5 = Pp_5 * t$

I_M : Corriente máxima por fase (A)

R_{ij} : Resistencia de la sección (Ω)

S : Potencia aparente nominal (VA)

V_{fn} : Tensión por fase (V)

t : Período de tiempo

Tabla 5.4. Pérdidas anuales de energía en acometidas con relación a la energía total disponible.

AÑO	ACOMETIDAS	
	(MWh)	(%)
2006	1.265,08	0,19
2007	1.285,64	0,18
2008	1.337,36	0,18
2009	1.367,92	0,18

2010	1.470,01	0,18
2011	1.517,47	0,18

5.3 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN LAS ACOMETIDAS

Partiendo de un total de 12828 acometidas instaladas por la Empresa desde enero hasta octubre del 2011, se procede a calcular las pérdidas con relación al conductor empleado y a su longitud.

Tabla 5.5 Número de instalaciones realizadas por la CENTROSUR (Enero-Octubre 2011)

ACOMETIDAS	
Monofásicas	11.203
Bifásicas	1.354
Trifásicas	271
Total	12.828

Considerando los porcentajes de clientes por estrato en la CENTROSUR (Tabla 8: Estratos del sector residencial de la CENTROSUR)^[17], se procedió a distribuir proporcionalmente a los clientes de las acometidas instaladas en los 12 estratos de consumo; dichos clientes se encuentran repartidos de acuerdo a los porcentajes indicados en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Distribución de instalaciones por estrato.

Estratos	kWh / mes		P _{máx} kW	%	1F 2C	2F 3C
0	0	0	0,000	13,79	1545	187
1	1	20	0,429	13,89	1556	187
2	21	50	0,526	13,27	1486	180
3	51	80	0,605	12,49	1399	169
4	81	100	0,690	8,39	939	113

5	101	120	0,819	7,48	838	100
6	121	150	1,014	8,87	994	121
7	151	200	1,234	9,66	1082	131
8	201	300	1,407	8,08	905	109
9	301	500	1,767	3,29	369	45
10	501	1000	2,026	0,70	79	10
11	1001	2,615	0,10	11	2
Total				100,00	11203	1354

Los conductores empleados en las acometidas monofásicas son:

Tabla 5.7. Conductores empleados en instalaciones monofásicas

No .	TIPO	ACOMETIDAS	% DE INSTALACIONES
1	CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V DUPLEX ASC 2X6AWG	9230	82,39
2	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V TRIPLEX ASC3X6AWG	1158	10,34
3	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V CUADRUP ASC4X6AWG	665	5,94
4	CONDUCTOR ANTIFRAUDE DUPLEX 2X6 AWG	125	1,12
5	CONDUCTOR ANTIFRAUDE TRIPLEX 3X6 AWG	10	0,09
6	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V CUADRUP ASC4X4AWG	8	0,07
7	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V TSEC CU 3X6 AWG	2	0,02
8	CONDUCTOR ANTIFRAUDE CUADRUPLEX 4X6 AWG	2	0,02
9	CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V TSEC CU 2X8 AWG	1	0,01
10	CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V TSEC CU 4X8 AWG	1	0,01
11	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V TSEC CU 4X6 AWG	1	0,01
Total		11203	100

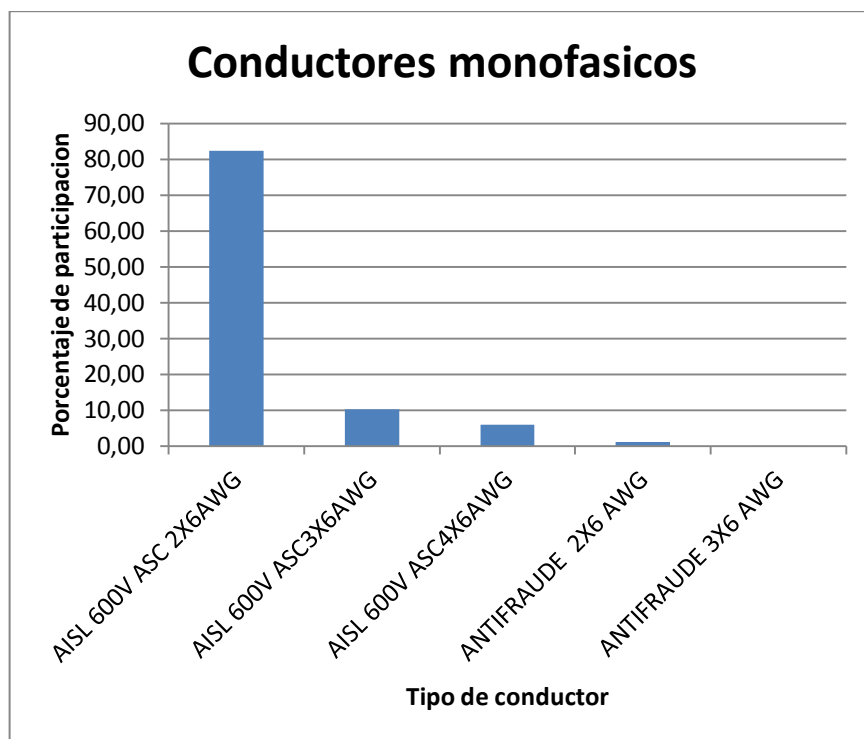


Fig 5.2. Tipos de conductores utilizados en instalaciones monofásicas

Los conductores empleados en las acometidas bifásicas son:

Tabla 5.8. Conductores empleados en instalaciones bifásicas

No.	TIPO	ACOMETIDAS	% DE INSTALACIONES
1	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V TRIPLEX ASC3X6AWG	1079	79,69
2	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V CUADRUP ASC4X6AWG	236	17,43
3	CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V DUPLEX ASC 2X6AWG	19	1,40
4	CONDUCTOR ANTIFRAUDE TRIPLEX 3X6 AWG	11	0,81
5	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V CUADRUP ASC4X4AWG	3	0,22

6	CONDUCTOR ANTIFRAUDE CUADRUPLIX 4X6 AWG	3	0,22
7	CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V TSEC CU 3X8 AWG	1	0,07
8	CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V TSEC CU 4X8 AWG	1	0,07
9	CONDUCTOR AISL CABLEADO POT 600V TSEC CU 3X6 AWG	1	0,07
Total		1354	100

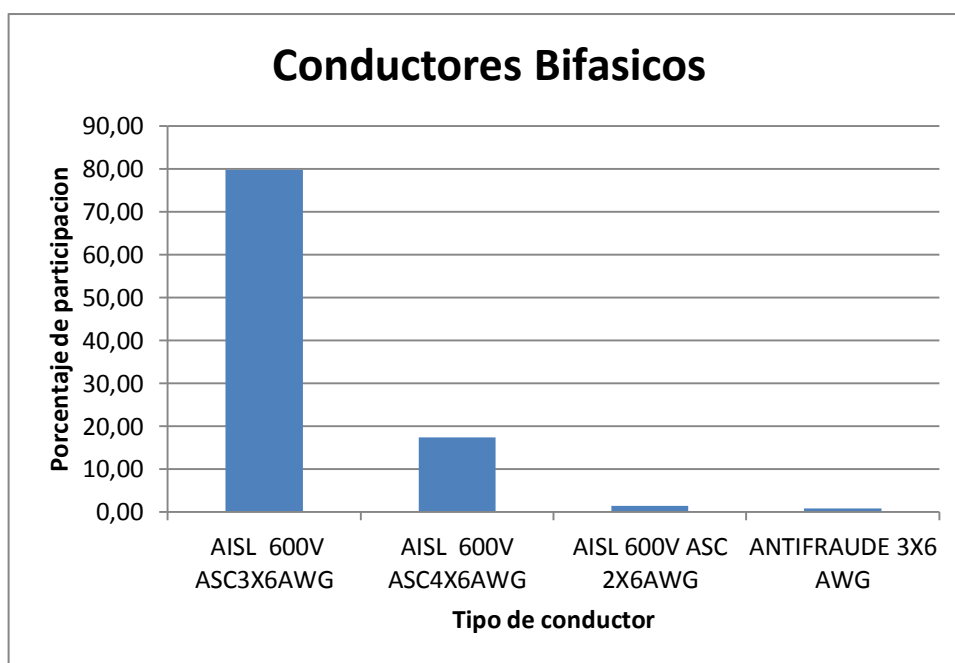


Fig 5.3. Tipos de conductores utilizados en instalaciones bifásicas

En las acometidas monofásicas el conductor aislado cableado 600V DUPLEX ASC 2X6AWG es el que tiene una mayor participación en las instalaciones realizadas (82 %), de igual manera el conductor aislado cableado POT 600V TRIPLEX ASC3X6AWG es el que tiene mayor uso dentro de las instalaciones bifásicas (80%), por tal razón estos conductores son con los que se realiza el análisis de las pérdidas.

Las características del conductor son las siguientes:

Tabla 5.9. Características del conductor más utilizado

CONDUCTOR	Sección (mm ²)	Resistencia (Ohm/km)	Capacidad (A)
CONDUCTOR AISL CABLEADO 600V ASC 6AWG	13,3	2,1676	85

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las pérdidas en las acometidas monofásicas son las de la tabla 5.3; la corriente máxima empleada se obtiene de la potencia máxima de cada estrato de consumo.

Tabla 5.10. Pérdidas en acometidas monofásicas

Distancia (m)		Acometidas	%	Pérdidas Acometida (W)	Pérdidas %
1	5	32	0,28	24,29	0,04
6	10	795	7,09	1411,16	2,10
11	15	1715	15,30	4934,29	7,33
16	20	2218	19,79	8830,66	13,11
21	25	1873	16,71	9535,13	14,16
26	30	1440	12,85	8878,52	13,19
31	35	756	6,74	5526,60	8,21
36	40	379	3,38	3172,27	4,71
41	45	545	4,86	5235,02	7,77
46	50	346	3,08	3638,81	5,40
51	55	187	1,66	2147,15	3,19
56	60	126	1,12	1594,46	2,37
61	65	490	4,37	6852,27	10,18
66	70	48	0,42	723,64	1,07
71	75	88	0,78	1435,71	2,13
76	80	28	0,25	449,15	0,67
81	85	51	0,45	922,80	1,37
86	90	17	0,15	427,25	0,63
91	95	12	0,10	195,04	0,29
96	100	3	0,02	162,28	0,24
101	105	14	0,12	233,07	0,35
106	110	9	0,08	211,51	0,31
111	120	31	0,27	792,58	1,18

Total	11203	100	67333,65	100
-------	-------	-----	----------	-----

Un 97% de las acometidas se encuentran con longitudes entre 6 y 65 metros, el resto de las acometidas corresponden a un 3%.

La distribución de los clientes monofásicos en los diferentes estratos de consumo se encuentra detallada en el *Anexo A5.2*, mientras que el cálculo de las pérdidas en las acometidas monofásicas se detalla en el *Anexo A5.3*.

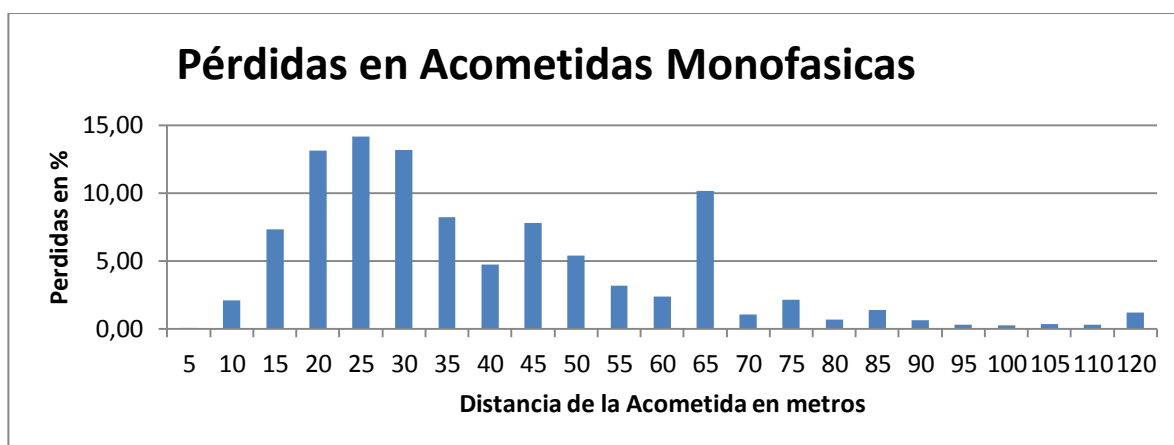


Fig 5.4. Pérdidas en acometidas monofásicas según su distancia

Las pérdidas con relación a los estratos de consumo en las acometidas monofásicas es la siguiente.

Tabla 5.11. Pérdidas en acometidas monofásicas

Estrato	Pérdidas (W)	%
0	0	0
1	2345,55	3,48
2	3365,89	5
3	4192,83	6,23
4	3653,07	5,43

5	4605,73	6,84
6	8399,32	12,47
7	13472,47	20,01
8	14662,7	21,78
9	9467,71	14,06
10	2585,92	3,84
11	582,43	0,86
Total	67333,65	100



Fig 5.5. Pérdidas en acometidas monofásicas por estrato

Los estratos de consumo desde el 5 hasta el 11 generan un 80% de las pérdidas en las acometidas monofásicas.

Las fórmulas utilizadas para el cálculo de las pérdidas en las acometidas bifásicas son las de la tabla 5.3; la corriente máxima empleada se obtiene de la potencia máxima de cada estrato de consumo.

Tabla 5.12 Pérdidas en acometidas bifásicas

Distancia (m)		Acometidas	%	Pérdidas Acometida (W)	Pérdidas %
1	5	7	0,51	3,27	0,16
6	10	112	8,27	56,44	2,68
11	15	232	17,13	188,71	8,97
16	20	256	18,90	284,99	13,55
21	25	226	16,69	326,41	15,52
26	30	204	15,06	349,68	16,62
31	35	93	6,86	190,94	9,08
36	40	72	5,31	171,09	8,13
41	45	34	2,51	86,44	4,11
46	50	30	2,21	84,59	4,02
51	55	17	1,25	67,25	3,20
56	60	11	0,81	32,85	1,56
61	65	41	3,02	145,15	6,90
66	70	6	0,44	21,14	1,00
71	75	6	0,44	17,47	0,83
76	80	5	0,36	5,46	0,26
81	94	2	0,14	71,67	3,41
Total		1354	100	2103,55	100

Un 95% de las acometidas bifásicas se encuentran con longitudes entre 6 y 60 metros, el resto de las acometidas corresponden a un 5%.

La distribución de los clientes bifásicos en los diferentes estratos de consumo se encuentra detallada en el *Anexo A5.6*, mientras que el cálculo de las pérdidas en las acometidas bifásicas se detalla en el *Anexo A5.7*.

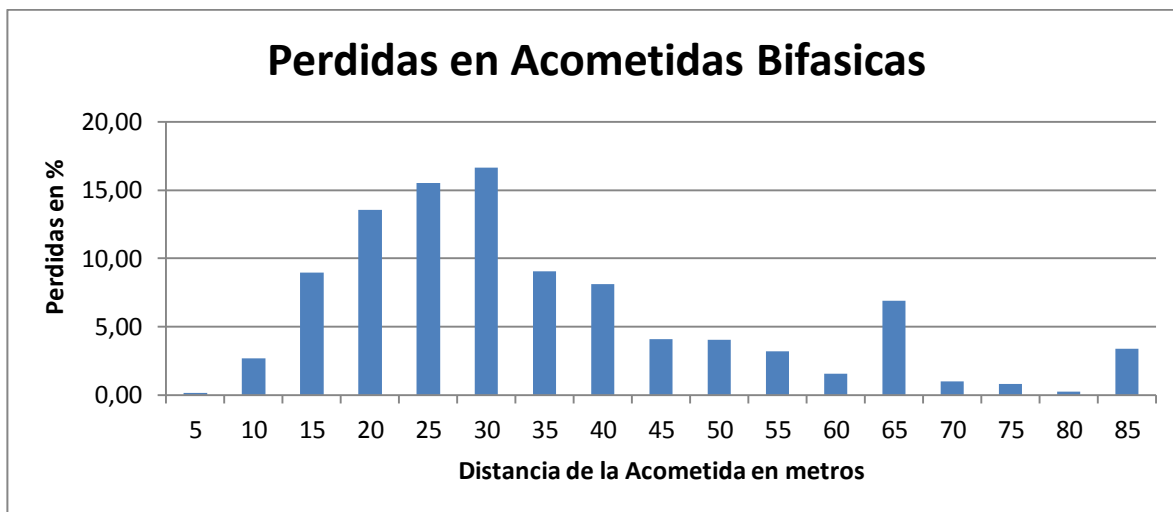


Fig 5.6. Pérdidas en acometidas bifásicas según su distancia

Las pérdidas con relación a los estratos de consumo en las acometidas bifásicas es la siguiente.

Tabla 5.13. Pérdidas en acometidas bifásicas

Estrato	Pérdidas W	%
0	0	0
1	72,79	3,46
2	105,34	5
3	130,58	6,20
4	113,73	5,40
5	137,09	6,51
6	259,69	12,34
7	419,56	19,94
8	441,17	20,97
9	297,87	14,16
10	74,74	3,55
11	50,93	2,42
Total	2103,55	100



Fig 5.7. Pérdidas en acometidas bifásicas por estrato

Los estratos de consumo desde el 5 hasta el 11 generan un 80% de las pérdidas en las acometidas bifásicas.

Tabla 5.14. Tabla resumen de las Pérdidas en acometidas monofásicas y Bifásicas.

Estrato	Total Clientes	P _{máx} kW de cada Estrato	Cl _i *P _{max} kW	Perdidas Acometidas monofásicas	Perdidas Acometidas bifásicas	Total Perdidas Acometidas (W)
0	1732	0	0	0,00	0,00	0,00
1	1743	0,4288	747,39	2345,55	72,80	2418,35
2	1666	0,5264	876,98	3365,89	105,35	3471,24
3	1568	0,6051	948,79	4192,83	130,58	4323,41
4	1052	0,6903	726,19	3653,07	113,74	3766,81
5	938	0,8188	768,03	4605,73	137,09	4742,83
6	1115	1,014	1130,61	8399,32	259,70	8659,02
7	1213	1,2342	1497,08	13472,47	419,56	13892,03
8	1014	1,407	1426,69	14662,70	441,18	15103,88
9	414	1,7668	731,45	9467,71	297,88	9765,59
10	89	2,0263	180,34	2585,92	74,75	2660,67
11	13	2,6146	33,98	582,43	50,94	633,37
	12557		9067,58	67333,65	2103,55	69437,20



5.4 PÉRDIDAS DE ENERGIA EN CONTADORES [14]

Las pérdidas de energía, en los medidores, son las producidas en las bobinas de tensión y de corriente.

Pérdidas en las bobinas de tensión: Se consideran constantes y corresponden a las producidas por la corriente que circula en estas bobinas cuando los contadores son energizados. A través de mediciones realizadas por la Empresa, se han determinado las pérdidas de potencia promedio en las bobinas de tensión de los diferentes tipos de contadores instalados en el sistema, valores que multiplicados por el número de bobinas y contadores de cada tipo, dan como resultado las pérdidas mensuales en estos elementos.

Pérdidas en las bobinas de corriente: Éstas dependen de la magnitud de la corriente que circula en un momento dado por las bobinas. Para este análisis se ha considerado:

Los valores de corriente promedio, por escalón, determinados en el cálculo de las pérdidas en las acometidas.

El valor de la resistencia de la bobina de corriente, obtenida de la información proporcionada por los fabricantes (catálogos), esto es una pérdida de potencia promedio igual a 0,32 W para una corriente nominal de 15 A. Se asume este valor de corriente debido a que es la nominal, predominante, entre los contadores instalados en el sistema.

Con la información anterior y la formulación indicada en la tabla 5.15, se determinan las pérdidas de potencia y de energía mensuales en estos elementos.

Tabla 5.15. Ecuaciones de pérdidas de potencia y energía en contadores (**Fuente:** Referencia [14])

Tres fases (4 conductores)	Dos fases y neutro (3 conductores)	Una fase (3 conductores)	Una fase (2 conductores)
$Pp_1 = \frac{R_{ij} * I_M^2}{3}$ $I_M = S \div V_{fn}$ $Ep_1 = Pp_1 * t$	$Pp_2 = 0,5R_{ij} * I_M^2$ $Ep_2 = Pp_2 * t$	$Pp_4 = 0,5R_{ij} * I_M^2$ $Ep_4 = Pp_4 * t$	$Pp_5 = R_{ij} * I_M^2$ $Ep_5 = Pp_5 * t$

Tabla 5.16. Pérdidas anuales de energía en contadores de energía con relación a la Energía Total Disponible.

Año	Contadores	
	(MWh)	(%)
2006	2508,46	0,37
2007	2549,97	0,36
2008	2653,30	0,36
2009	2693,93	0,36
2010	2886,81	0,37
2011	2980,02	0,35

5.5 PÉRDIDAS DE POTENCIA EN CONTADORES DE ENERGIA

Contadores Monofásicos

En las acometidas monofásicas instaladas por la empresa se desde enero hasta octubre del 2011 se empleó los siguientes contadores de energía que se encuentran detallados con su porcentaje de participación.

Tabla 5.17. Contadores empleados en instalaciones monofásicas

No.	TIPO	ACOMETIDAS	% DE INSTALACIONES
1	CONT. EST. SOLIDO 1F2H CON REGIST. CICLOMETRICO	10590	94,53

2	CONT ENERG ACTIVA M2H 120V 1T 15(100)A 60HZ	604	5,39
3	CONTADOR DE ESTADO SOLIDO MONOF. 2 HILOS	9	0,08
Total		11203	100

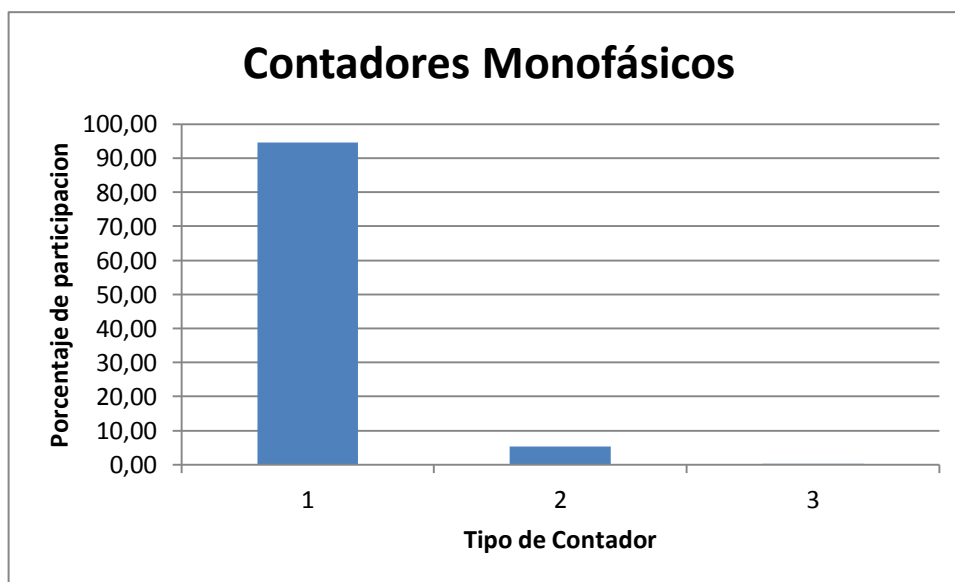


Fig 5.8. Tipos de contadores utilizados en instalaciones monofásicas

Las pérdidas que generan estos contadores monofásicos se encuentran en la tabla 5.18.

Tabla 5.18. Pérdidas en contadores monofásicos

Distancia (m)		Acometidas	%	Pérdidas Contador (W)
1	5	32	0,28	4,39
6	10	795	7,09	102,08
11	15	1715	15,30	220,06
16	20	2218	19,79	284,64
21	25	1873	16,71	240,44
26	30	1440	12,85	184,47
31	35	756	6,74	97,08
36	40	379	3,38	48,63
41	45	545	4,86	70,18

46	50	346	3,08	44,26
51	55	187	1,66	23,81
56	60	126	1,12	16,11
61	65	490	4,37	62,89
66	70	48	0,42	6,17
71	75	88	0,78	11,35
76	80	28	0,25	3,45
81	85	51	0,45	6,53
86	90	17	0,15	2,50
91	95	12	0,11	1,37
96	100	3	0,02	0,65
101	105	14	0,12	1,55
106	110	9	0,08	1,20
111	120	31	0,27	4,03
Total		11203	100	1437,83

El cálculo de las pérdidas en los contadores monofásicos se encuentra detallado en el *Anexo A5.4*.

Contadores Bifásicos

En las acometidas bifásicas instaladas por la Empresa desde enero hasta octubre de 2011 se utilizó los siguientes contadores de energía que se encuentran detallados con su porcentaje de participación.

Tabla 5.19. Contadores empleados en instalaciones bifásicas

No.	TIPO	ACOMETIDAS	% DE INSTALACIONES
1	CONT ELECTR. 2F3C HIBRIDO	1274	94,09
2	CONT ENERG ACTIVA B3H 2X127/220V 1T 15(60)A 60HZ	57	4,21
3	CONTADOR 2F3C ESTADO SOLIDO ACT, REAC Y DEMANDA	23	1,70
	Total	1354	100



Fig 5.9. Tipos de contadores utilizados en instalaciones bifásicas

Las pérdidas que generan estos contadores bifásicos se encuentran en la tabla 5.20

Tabla 5.20. Pérdidas en contadores bifásicos

Distancia (m)		Acometidas	%	Pérdidas Contador (W)
1	5	7	0,51	1,49
6	10	112	8,27	14,48
11	15	232	17,13	29,86
16	20	256	18,90	32,83
21	25	226	16,69	29,16
26	30	204	15,06	26,05
31	35	93	6,86	11,91
36	40	72	5,31	9,24
41	45	34	2,51	4,27
46	50	30	2,21	3,78
51	55	17	1,25	2,44
56	60	11	0,81	1,27
61	65	41	3,02	5,01

66	70	6	0,44	0,72
71	75	6	0,44	0,62
76	80	5	0,36	0,28
81	94	2	0,14	0,78
Total		1354	100	174,19

El cálculo de las pérdidas en los contadores bifásicos se encuentra detallado en el *Anexo A5.8*.

Tabla 5.21. Tabla resumen de las Pérdidas en contadores monofásicos y Bifásicos.

Estrato	Total Clientes	Pérdidas en contadores monofásicos	Pérdidas en contadores bifásicos	Total Pérdidas en Contadores W
0	1732	0	0	0,00
1	1743	118,61	14,25	132,87
2	1666	139,06	16,84	155,91
3	1568	150,49	18,17	168,67
4	1052	115,23	13,86	129,10
5	938	121,98	14,55	136,54
6	1115	179,18	21,81	201,00
7	1213	237,40	28,74	266,15
8	1014	226,37	27,26	253,64
9	414	115,90	14,13	130,04
10	89	28,45	3,60	32,06
11	13	5,11	0,92	6,04
	12557	1437,82	174,19	1612,02

Las pérdidas totales generadas por las acometidas y sus respectivos contadores de energía es la siguiente:

Tabla 5.22. Perdidas en acometidas y contadores de energía por estrato en las instalaciones residenciales analizadas.

Estrato	Cli*Pmax kW	Perdidas Acometidas W	Perdidas Contadores W	Total Perdidas W	Potencia Total W	% de pérdidas por Estrato
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	747,40	2418,35	132,87	2551,22	749949,62	0,34
2	876,98	3471,24	155,91	3627,15	880609,55	0,41
3	948,80	4323,41	168,67	4492,09	953288,89	0,47
4	726,20	3766,81	129,10	3895,91	730091,51	0,53
5	768,03	4742,83	136,54	4879,37	772913,77	0,63
6	1130,61	8659,02	201,00	8860,02	1139470,02	0,78
7	1497,08	13892,03	266,15	14158,18	1511242,78	0,94
8	1426,70	15103,88	253,64	15357,52	1442055,52	1,06
9	731,46	9765,59	130,04	9895,62	741350,82	1,33
10	180,34	2660,67	32,06	2692,73	183033,43	1,47
11	33,99	633,37	6,04	639,41	34629,21	1,85
	9067,59	69437,20	1612,02	71049,21	9138635,11	0,78

En esta tabla se puede observar el porcentaje de pérdidas que genera cada estrato, estos porcentaje de pérdidas son los que se considera dentro de la determinación de la demanda para los transformadores de distribución en base a los usos de energía.

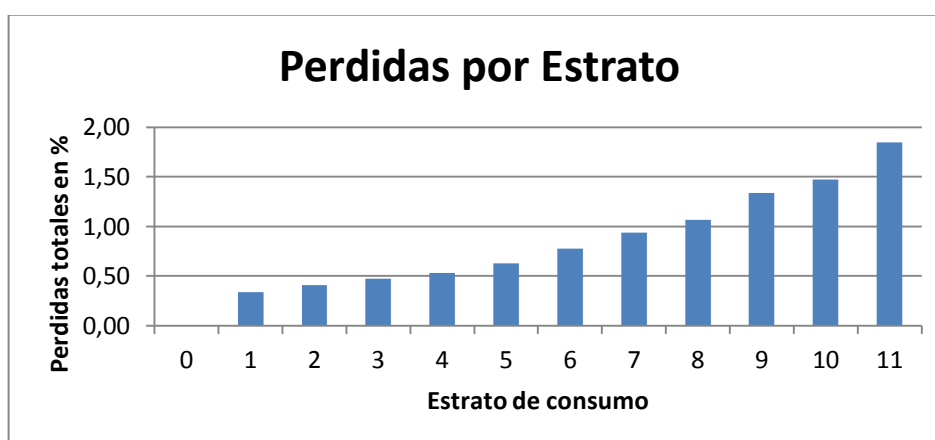


Fig 5.10. Pérdidas totales por Estrato de consumo.

Tabla 5.23 Resumen de Pérdidas en acometidas y contadores de energía en las instalaciones residenciales analizadas

Instalaciones Monofásicas		
Potencias máximas (W)	8087767,10	88,50%
Pérdidas en acometidas (W)	67333,65	0,74%
Pérdidas en contadores (W)	1437,83	0,02%
Instalaciones Bifásicas		
Potencias máximas (W)	979818,80	10,72%
Pérdidas en acometidas (W)	2103,55	0,02%
Pérdidas en contadores (W)	174,19	0,00%
Potencia Total	9138635,11	100,00%
Pérdidas Totales	71049,22	0,78%

Las pérdidas totales de las acometidas y medidores son de un 0,78% de la potencia total calculada, para la distribución de estratos planteada en la tabla 5.6.

El cálculo de las potencias máximas en las instalaciones monofásicas se encuentra detallado en el *Anexo A5.1*, mientras que para las instalaciones bifásicas se encuentra en el *Anexo A5.5*.

CAPÍTULO 6

DEMANDA EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

6.1 CONSIDERACIONES GENERALES DEL MÉTODO PROPUESTO

6.1.1 Introducción

En este capítulo se expone la metodología propuesta para la CENTROSUR para la determinación de la demanda en transformadores de distribución para la ciudad de Cuenca. El método se basa en el uso de la energía por parte de los usuarios finales, al distribuirlos en estratos de acuerdo a su consumo mensual.



El concepto de estratificar a los clientes tiene antecedentes cercanos a nuestro entorno como es el caso de Colombia; país en el cual se ha llevado un proceso de clasificación sectorial de acuerdo al nivel socioeconómico para utilizarla como una variable dentro del cálculo de las tarifas de cada uno de los servicios públicos. Establece tarifas diferenciadas de los servicios para cada estrato con buenos resultados, particularmente en el sector eléctrico.

En la metodología propuesta se plantea el concepto de estratificación para la determinación de la demanda en transformadores al observar una relación directa entre el consumo mensual de un abonado y su demanda pico diaria según el método REA analizado en el capítulo 4. También se propone evaluar los valores de factor de coincidencia para manejar datos cercanos a la realidad, puesto que el factor que utilizan se encuentra muy desactualizado.

6.1.2 Definiciones¹⁶

Los términos utilizados en este capítulo se presentan con el propósito de lograr una mejor comprensión.

Factor de demanda: El factor de demanda en un intervalo de tiempo, es la razón entre la demanda máxima y la carga total instalada. El factor de demanda indica el grado al cual la carga instalada funciona simultáneamente.

El factor de demanda por lo general es menor que 1, siendo 1 sólo cuando en el intervalo considerado, todos los aparatos conectados al sistema estén

¹⁶ “REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA”, RAMIREZ, Samuel, Tercera Edición, Universidad Nacional de Colombia.



absorbiendo sus potencias nominales, lo cual es muy improbable. Matemáticamente, este concepto se puede expresar como:

$$F_D = \frac{\text{Demanda Máxima}}{\text{Carga Instalada}} = \frac{D_M}{C_I} \leq 1 \quad \text{ecuación 6.1}$$

Factor de carga: Se define como la razón entre la demanda promedio en un intervalo de tiempo dado y la demanda máxima observada en el mismo intervalo de tiempo. Se expresa como:

$$F_C = \frac{\text{Demanda Promedio}}{\text{Demanda Máxima}} = \frac{D_P}{D_M} \quad 0 < F_C \leq 1 \quad \text{ecuación 6.2}$$

Se considera, para el valor de demanda máxima, el valor instantáneo.

El F_C indica el grado al cual el pico de la carga es sostenido durante el periodo. Esto quiere decir que si el factor de carga es 1, la demanda máxima se mantiene constante, si el factor de carga es alto (por ejemplo 0.9), la curva de carga tiene muy pocas variaciones; en cambio si el factor de carga es bajo (por ejemplo 0.2), la curva de carga sufre muchas variaciones con picos y valles pronunciados.

Factor de coincidencia: Es la relación entre la demanda máxima coincidente de un grupo de consumidores y la suma de las demandas de potencia máxima de consumidores individuales que conforman el grupo, ambos tomados en el mismo punto de alimentación para el mismo tiempo.

$$F_{coin} = \frac{\text{Demanda máxima coincidente}}{\text{suma de demandas máximas individuales}} \quad \text{ecuación 6.3}$$

La aplicación correcta del factor de coincidencia constituye un elemento muy



importante en la planeación del sistema, ya que será la demanda máxima corregida por este factor la que se deberá aplicar para seleccionar el equipo (transformadores o cables) de la red, haciendo más real y económico el diseño.

Demanda promedio: Se define como la relación entre el consumo de energía del usuario durante un intervalo dado y el intervalo mismo. Se calcula mediante:

$$D_p = \frac{\text{Energía consumida en el tiempo en kWh}}{\text{tiempo en h}} \quad \text{ecuación 6.4}$$

Es una demanda constante sobre el período de tiempo especificado y que establece el mismo consumo de energía que la requerida por la curva de carga real sobre el mismo período de tiempo especificado.

Factor de utilización: es la razón entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema (capacidad instalada) en un intervalo de tiempo t, es decir:

$$F_U = \frac{\text{Demanda máxima}}{\text{Capacidad instalada}} = \frac{D_M}{PI} \quad \text{ecuación 6.5}$$

Es conveniente hacer notar que mientras el factor de demanda, da el porcentaje de carga instalada que se está alimentando, el factor de utilización indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de carga en el intervalo considerado, (es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación).

Factor de diversidad o de grupo: Al proyectar un alimentador para un consumidor deberá tomarse en cuenta siempre su demanda máxima, debido a que ésta impondría a la red condiciones más severas de carga y de caída de tensión; sin embargo cuando muchos consumidores son alimentados por una



misma red, deberá tomarse en cuenta el concepto de diversidad de carga ya que sus demandas máximas no coinciden con el tiempo; la razón de esto radica en que los consumidores aunque sean de la misma clase de consumo tienen hábitos muy diferentes. Esta diversidad entre las demandas máximas de un mismo grupo de cargas se establece por medio del factor de diversidad, definido como la razón entre la sumatoria de las demandas máximas individuales y la demanda máxima del conjunto o grupo de usuarios (llamada también demanda máxima coincidente).

$$F_{div} = \frac{\text{suma de demandas máximas individuales}}{\text{Demanda máxima coincidente}} = \frac{1}{F_{coin}} \quad \text{ecuación 6.6}$$

La demanda coincidente es también llamada demanda diversificada y se define como la demanda de un grupo compuesto, como un conjunto de cargas no necesariamente relacionadas sobre un período especificado de tiempo. La carga diversificada máxima es la que tiene real importancia y corresponde a la suma de las contribuciones de las demandas individuales (no coincidentes) en el momento exacto de la hora pico establecida por la curva de carga del grupo. La demanda no coincidente corresponde a la suma de las demandas de un grupo de cargas sin restricciones sobre el intervalo (el tiempo) en el cual cada carga es aplicada.

El factor de diversidad es un parámetro importante para el diseño técnico-económico de los sistemas de distribución. Podrá aplicarse a diferentes niveles del sistema; es decir, entre consumidores energizados desde una misma red, entre transformadores de un mismo alimentador, entre alimentadores pertenecientes a un misma fuente o subestación de distribución; o entre subestaciones de un mismo sistema de distribución, por lo tanto, resulta importante establecer el nivel en que se quiere calcular o aplicar el factor de diversidad. Los factores de diversidad son diferentes también para las distintas regiones pues dependen del clima, las condiciones de vida locales, las costumbres, grado de industrialización



de la zona y de las distintas clases de consumo.

6.1.3 Parámetros considerados

Para el desarrollo del presente método se evaluarán un conjunto de parámetros, con especial énfasis a aquellos que fueron considerados en los métodos analizados anteriormente y demostraron resultar efectivos para ofrecer una mejor aproximación para la estimación de la demanda.

- Usos de energía de clientes residenciales
- Consumo promedio mensual
- Estratificación de clientes
- Factor de demanda por estrato
- Factor de carga por estrato
- Factor de coincidencia

Usos de energía¹⁷: De acuerdo a resultados obtenidos de este estudio se efectuó una caracterización del consumo de los clientes residenciales de la ciudad de Cuenca. En este estudio se incluyen los hábitos de consumo por cliente en cada estrato, incidencia de los tipos de carga (iluminación, refrigeración, radio/televisión, etc.) en el consumo de los estratos del sector residencial.

Consumo promedio mensual: Para cada cliente se utiliza el promedio de consumo del mes en que se realizó el registro del transformador, este resultado se compara con el consumo de los dos últimos años para situarlo en el estrato más cercano a su realidad. Para el cálculo se omiten aquellos meses en los que el

¹⁷ “PLAN DE GESTIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A”, MEDINA, Ricardo, Tesis, Cuenca – Ecuador, 2009.



cliente haya tenido un consumo menor al 30% del promedio ya que si se incluyesen se incurriría en una subestimación.

Estratificación de los clientes: Según los datos obtenidos por consumo mensual, los clientes evaluados quedan categorizados por estrato de acuerdo a la Tabla 6.1.

Tabla 6.1 Estratificación de clientes

ESTRATO	RANGO kWh/mes
Estrato 0	0
Estrato 1	1-20
Estrato 2	21-50
Estrato 3	51-80
Estrato 4	81-100
Estrato 5	101-120
Estrato 6	121-150
Estrato 7	151-200
Estrato 8	201-300
Estrato 9	301-500
Estrato 10	501-1000
Estrato 11	>1000

Factor de carga por estrato: Los clientes de cada estrato cuentan con distintos tipos de artefactos eléctricos y hábitos de consumo, por lo que resulta apropiado analizar el comportamiento de cada estrato y el uso que se da a la energía eléctrica según su correspondiente curva de carga.

Factor de coincidencia: Cada transformador tiene su factor de coincidencia de acuerdo al número de clientes que se encuentren conectados al mismo y según se observó en el capítulo 4, uno de los principales inconvenientes que presenta el



método actualmente utilizado por la CENTROSUR para el dimensionamiento de transformadores es el factor de coincidencia.

6.1.4 Muestra considerada

Los transformadores que conforman la muestra estudiada fueron elegidos de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Los transformadores elegidos deben estar situados en el sector urbano de la ciudad de Cuenca.
- Los clientes conectados a los transformadores deben ser residenciales en su mayor parte.
- Los transformadores evaluados tienen una amplia diversidad en lo que respecta a número de clientes.
- Registros completos, sin interrupción alguna ni fallas durante las mediciones.

Los transformadores evaluados se encuentran detallados en el *Anexo A6.1*, las mediciones registradas en los mismos se indican en los *Anexos A6.2 y A6.3*, estas mediciones fueron proporcionadas por el Departamento de Calidad de la CENTROSUR; mientras que, los registros referentes al número de clientes, el consumo en el mes de análisis, y el tipo de abonado se muestran en el *Anexo A6.4*, siendo datos que fueron facilitados por el Departamento Lectura y Facturación de la CENTROSUR

6.2 CURVA DE CARGA DIARIA RESIDENCIAL

El análisis de la curva de carga de una o varias instalaciones eléctricas es



de gran importancia, ya que gracias a esta curva podemos determinar varios factores que influyen en el servicio de energía eléctrica, tales como:

- Potencia máxima, media y mínima
- Horas de carga máxima y mínima
- Presencia de equipos de alto consumo
- Fallas en las instalaciones

Estos factores permiten una mejor proyección de las redes futuras y mantenimiento de las existentes; en el caso residencial estos factores son vitales para un correcto dimensionamiento de las redes de distribución, y por ende una adecuada selección de equipos de transformación y de protección.

Como base de este trabajo se tomó las curvas de carga por estrato realizadas en la referencia [17], en el cual se detalla el comportamiento de cada usuario de acuerdo a su estrato de consumo; de estas curvas se extraen diversos valores que son pilares en el método expuesto en el presente capítulo.

Las curvas de carga por cada estrato se muestran en el *Anexo A6.5*.

6.3 FACTORES POR ESTRATO

Las curvas de carga de cada estrato reflejan varias características importantes, las cuales se pueden mostrar en ciertos factores, tales como:

- Potencia máxima
- Factor de carga
- Factor de coincidencia



- Factor de demanda

En la Tabla 6.2 se observan los valores extraídos de las curvas de carga por estrato (Anexo 6.5) y su factor de carga según la ecuación 6.2:

Tabla 6.2 Factores por estrato

Estrato	RANGO kWh/mes	Potencia máxima kW	Potencia media kW	Factor de Carga
Estrato 0	0	0	0	-
Estrato 1	1-20	0,4288	0,1072	0,25
Estrato 2	21-50	0,526428571	0,1474	0,28
Estrato 3	51-80	0,60516129	0,1876	0,31
Estrato 4	81-100	0,69030303	0,2278	0,33
Estrato 5	101-120	0,818888889	0,2948	0,36
Estrato 6	121-150	1,014054054	0,3752	0,37
Estrato 7	151-200	1,234210526	0,469	0,38
Estrato 8	201-300	1,407	0,5628	0,40
Estrato 9	301-500	1,666829268	0,6834	0,41
Estrato 10	501-1000	2,026341463	0,8308	0,41
Estrato 11	>1000	2,614634146	1,072	0,41

En la Fig. 6.1 se aprecia la potencia máxima diaria de cada uno de los estratos, se observa un comportamiento exponencial, puesto que a medida que se sube de estrato, la brecha entre estratos se incrementa. Este comportamiento refleja la relación directa que existe entre la potencia máxima de un abonado y su consumo mensual.

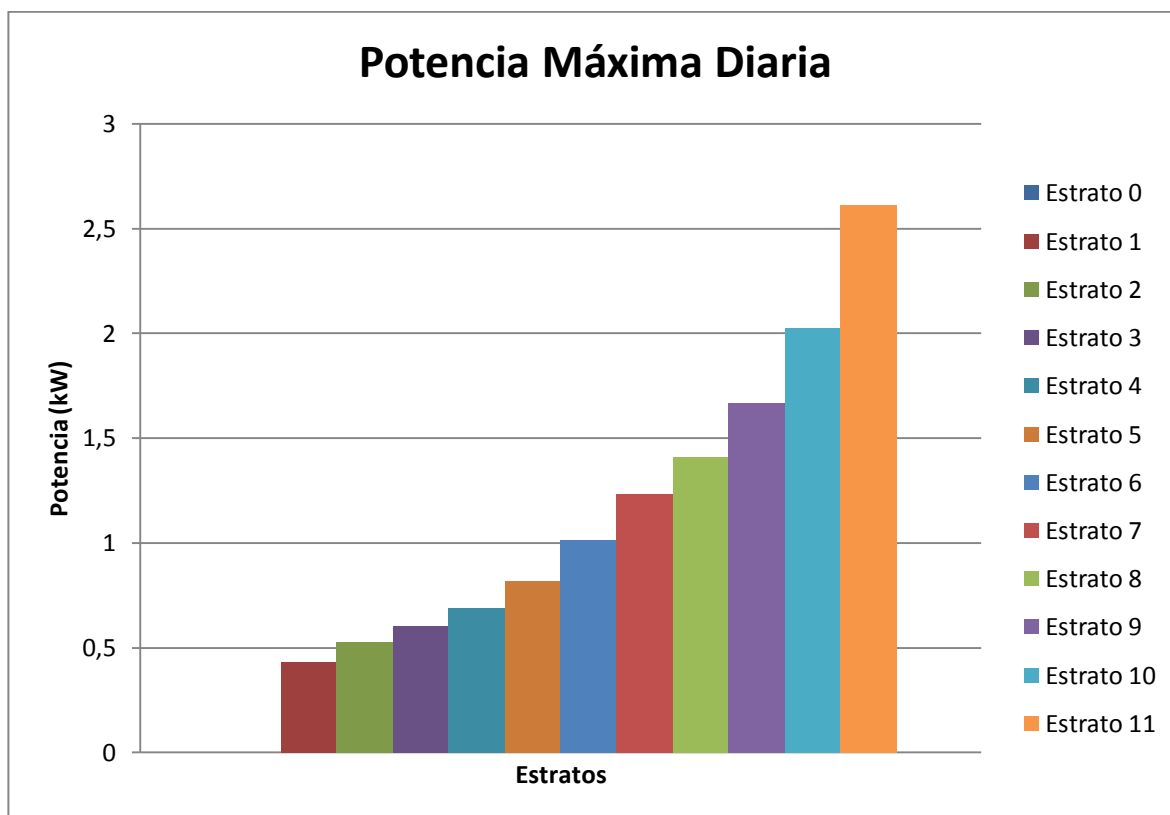


Fig. 6.1. Potencia máxima diaria por estrato

En el *Anexo A6.6* se presentan los transformadores evaluados con sus clientes distribuidos de acuerdo al estrato de consumo en el mes de análisis.

Factor de coincidencia

Para el cálculo del factor de coincidencia (ecuación 6.3), la potencia máxima no coincidente para cada transformador se encuentra en el *Anexo 6.7*, mientras la potencia máxima coincidente (demanda máxima registrada) y el factor de coincidencia calculado se detallan en el *Anexo 6.8*.

En la CENTROSUR se trabaja con un factor de coincidencia (ecuación 4.2) de:

$$F_{coin} = N^{-0.0944}$$

Dónde:

Fcoin: factor de coincidencia

N: número de clientes

Se puede observar en la Fig 6.2 que este factor es cercano al real para grupos menores a los 50 clientes, pero para un mayor número de clientes se observa una clara sobreestimación del factor de coincidencia.

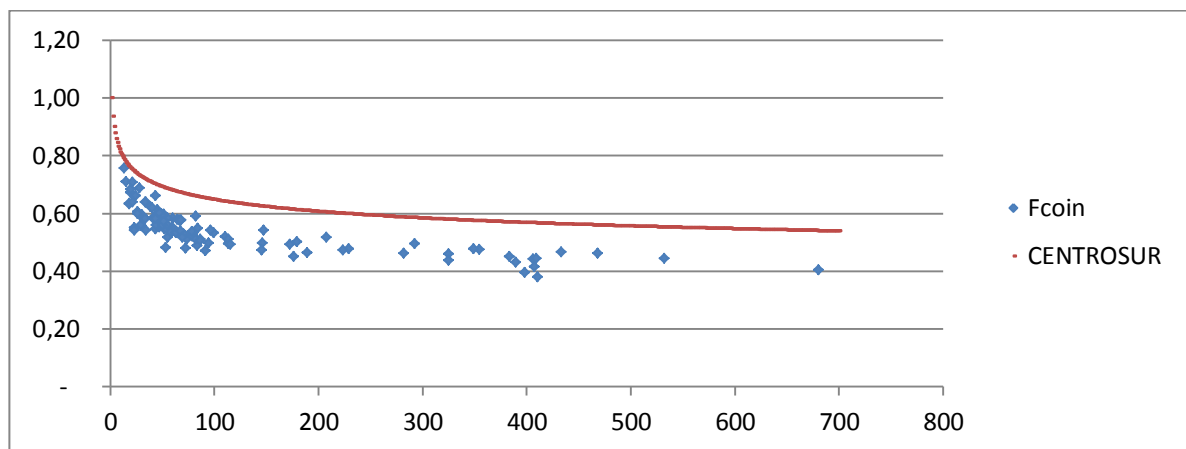


Fig 6.2 Factor de coincidencia de la CENTROSUR en los transformadores seleccionados.

Determinación del factor de coincidencia

Teniendo en cuenta esta situación se propone un nuevo factor de coincidencia, el cual muestra un comportamiento mucho más próximo a los resultados obtenidos en los transformadores seleccionados.

Para determinar el factor de coincidencia se consideran varios tipos de curvas para realizar un ajuste a la potencia máxima registrada según el número de clientes, entre las curvas consideradas se encuentran:

- Polinomio de tercer grado ($Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$)
- Exponencial de primer orden (Ae^{Bx})
- Exponencial de segundo orden ($Ae^{Bx} + Ce^{Dx}$)
- Potencia (Ax^B)

Donde los factores A, B, C, D se determinan utilizando la herramienta “cftool” (Curve Fitting Tool) del programa computacional MATLAB, x es el número de clientes.

Para analizar las curvas expuestas se consideran los parámetros estadísticos R (correlación) y SSE (sumatoria de los errores cuadráticos, por sus siglas en inglés), lo cuales determinarán la curva que mejor se ajuste a los datos recopilados.

Tabla 6.3 Parámetros de ajuste de curvas

PARÁMETRO CONSIDERADO	$Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$	Ae^{Bx}	$Ae^{Bx} + Ce^{Dx}$	Ax^B
R	0.8599	0.7707	0.8956	0.8973
SSE	0.1614	0.2516	0.1226	0.1206

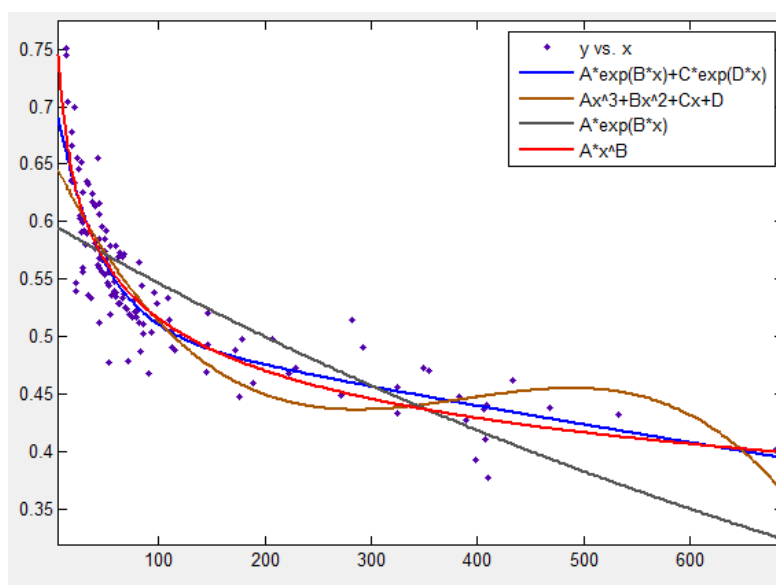


Fig 6.3 Curvas de ajuste del factor de coincidencia



Teniendo el conjunto de curvas, la que presenta el mejor ajuste es aquella:

- Cuya correlación (R) es próxima a uno.
- El SSE es el más bajo

Con estas consideraciones, se elige a la Curva Potencia, es decir aquella de la forma Ax^B cuyos factores calculados son:

$$A = 0.9521$$

$$B = -0.1331$$

Esta es la curva que mejor se ajusta a los datos recopilados, pero se puede notar que para el caso de un solo consumidor el factor de coincidencia será de 0.9521, lo cual causaría un subdimensionamiento para transformadores con pocos clientes por lo que se debe reajustar esta curva de forma que el factor sea de 1, con lo que los nuevos factores serán:

$$A = 1$$

$$B = -0.1419$$

Tabla 6.4 Parámetros de ajuste de curvas con la curva de potencia reajustada

PARÁMETRO CONSIDERADO	$Ax^3 + Bx^2 + Cx + D$	Ae^{Bx}	$Ae^{Bx} + Ce^{Dx}$	Ax^{B*}
R	0.8599	0.7707	0.8956	0.8956
SSE	0.1614	0.2516	0.1226	0.1225

* Curva Potencia (Ax^B) reajustada.

De acuerdo a la tabla anterior se nota que inclusive con el reajuste realizado a la curva de potencia ésta aún presenta los mejores parámetros de ajuste por lo que será el factor de coincidencia propuesto.

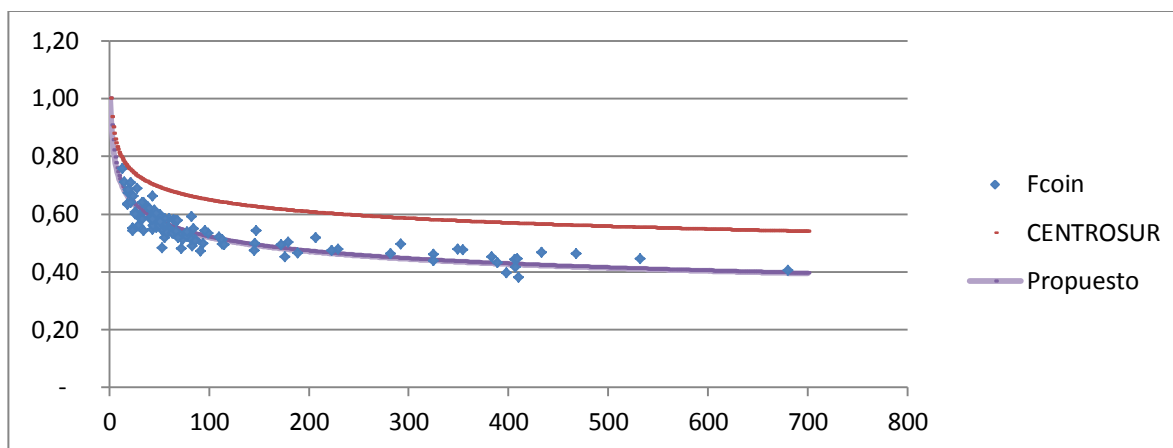


Fig 6.4 Factor de coincidencia propuesto en los transformadores seleccionados.

La ecuación del factor de coincidencia propuesto es la siguiente:

$$F_{coin} = N^{-0.1419} \quad \text{ecuación 6.7}$$

Dónde:

Fcoin: factor de coincidencia

N: número de clientes (excluyendo aquellos pertenecientes al estrato 0)

En el cálculo final se excluyen los clientes del estrato 0 debido a que éstos reducen el factor de coincidencia y no aportan a la potencia máxima, lo que puede causar un sub-dimensionamiento.

Cabe recalcar que dentro de los transformadores seleccionados se consideran aquellos con una mayor parte de clientes residenciales y se omiten aquellos con gran presencia comercial y/o industrial.

6.4 MÉTODO PROPUESTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA

Para la determinación de la demanda máxima instantánea en un transformador de distribución para clientes residenciales se aplica la siguiente ecuación:

$$P_{max} = \sum_{i=0}^{11} (N_i * P_{max_i}) * F_{coin}$$

Dónde:

P_{max} : Potencia máxima estimada en un transformador de distribución

N_i : Número de clientes en el estrato i que pertenecen al transformador

P_{max_i} : Potencia máxima del estrato i (Ver Tabla 6.2)

F_{coin} : Factor de coincidencia propuesto

La sumatoria desde 0 a 11 para incluir a todos los estratos considerados.

En la fórmula para la determinación de la potencia máxima podemos observar que no es más que la suma de la potencia de cada uno de los clientes conectados al transformador según su estrato de consumo y la aplicación del factor de coincidencia propuesto.

6.4.1 Aplicación del método propuesto

Considerando el transformador 183 cuyas características se muestran en la tabla 4.4, se extrae de la base de datos de la CENTROSUR los consumos

mensuales de cada cliente conectado a este transformador y se los coloca en cada estrato de consumo:

Tabla 6.5 Número de clientes por estrato en el transformador 183

Trasformador	Capacidad (kVA)	No. de clientes	Clientes/Estrato											
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
183	225	406	10	47	55	55	40	30	33	41	47	19	16	13

Siguiendo con el procedimiento del método, se calcula las potencias máximas por estrato, multiplicando el número de clientes en un estrato por la potencia máxima del mismo.

Tabla 6.6 Sumatoria de las potencias por estrato en el transformador 183

Estratos	No. de clientes	Potencia Máxima por cliente (kW)	Potencia Máxima del Grupo (kW)
Estrato 0	10	0	0
Estrato 1	47	0,4288	20,1536
Estrato 2	55	0,5264	28,9538
Estrato 3	55	0,6052	33,2839
Estrato 4	40	0,6903	27,6121
Estrato 5	30	0,8189	24,5667
Estrato 6	33	1,0141	33,4638
Estrato 7	41	1,2342	50,6026
Estrato 8	47	1,4070	66,1290
Estrato 9	19	1,6668	31,6698
Estrato 10	16	2,0263	32,4215
Estrato 11	13	2,6146	33,9902
Total	406		382,8467

Finalmente se aplica el factor de coincidencia utilizando la ecuación:

$$F_{coin} = N^{-0,1419} = (406 - 10)^{-0,1419} = 0,427944$$

Hay que tomar en cuenta que para el cálculo del factor de coincidencia no se toman en cuenta los clientes de estrato 0.

$$P_{max} = \sum_{i=0}^{11} (N_i * P_{max_i}) * F_{coin} = 382,8467091 * 0,427944 = \mathbf{163,837 \text{ kW}}$$

Realizando el mismo proceso para el grupo de transformadores elegidos en la tabla 4.5 se tiene:

Tabla 6.7 Demanda estimada propuesta

Transformador	No. de clientes	Capacidad (kVA)	Demanda estimada propuesta (kW)
5901	21	75	22,48
14850	49	30	24,1
8740	60	45	33,79
5878	78	45	40,66
9850	110	60	53,37
6546	145	150	62
4032	223	160	80,93
5971	325	400	135,74
183	406	225	163,83
6550	680	300	208,94

La demanda estimada propuesta para los transformadores seleccionados que forman parte de la muestra se indica en el *Anexo 6.9*.

6.5 COMPARATIVA ENTRE MÉTODOS ANALIZADOS

Para comprobar el grado de precisión que presenta cada uno de los métodos analizados los compararemos frente a la potencia máxima registrada en los transformadores seleccionados en la Tabla 4.5.

Tabla 6.8 Comparativa entre métodos analizados (Potencia)

Transformador	No. de clientes	Potencia Máxima Registrada (kW)*	Demanda estimada CENTROSUR (kVA)	Demanda estimada NEC (kVA)	Demanda estimada REA (kW)	Demanda estimada propuesta (kW)
5901	21	24,22	49,53	34,04	25,54	22,48
14850	49	23,20	60,53	56,23	56,23	24,10
8740	60	32,22	38,80	68,06	33,74	33,79
5878	78	38,68	49,21	87,28	41,59	40,66
9850	110	53,46	67,19	108,62	54,72	53,37
6546	145	58,68	86,29	144,62	121,82	62,00
4032	223	80,99	127,42	240,01	82,18	80,93
5971	325	140,40	335,85	281,15	184,77	135,74
183	406	167,32	219,23	359,81	273,69	163,83
6550	680	211,10	241,73	512,55	283,80	208,94

* A la potencia máxima (registrada en los transformadores) se le han restado los valores de Alumbrado Público y pérdidas en circuitos secundarios

El error porcentual puede ser apreciado en la Tabla 6.9.

Tabla 6.9 Comparativa entre métodos analizados (%)

Transformador	No. de clientes	Potencia Máxima Registrada (kW)*	Demanda estimada CENTROSUR (kVA)	Demanda estimada NEC (kVA)	Demanda estimada REA (kW)	Demanda estimada propuesta (kW)
5901	21	24,48	104,50%	40,55%	5,45%	-7,18%
14850	49	23,38	160,91%	142,37%	142,37%	3,88%
8740	60	32,5	20,42%	111,24%	4,72%	4,87%
5878	78	39,05	27,22%	125,65%	7,52%	5,12%
9850	110	53,88	25,68%	103,18%	2,36%	-0,17%
6546	145	59,2	47,05%	146,46%	107,60%	5,66%
4032	223	81,66	57,33%	196,35%	1,47%	-0,07%
5971	325	141,5	139,21%	100,25%	31,60%	-3,32%



183	406	168,91	31,02%	115,04%	63,57%	-2,09%
6550	680	212,76	14,51%	142,80%	34,44%	-1,02%
Error Promedio			62,79%	122,39%	40,11%	0,57%

* A la potencia máxima (registrada en los transformadores) se le han restado los valores de Alumbrado Público y pérdidas en circuitos secundarios

Al analizar los resultados expuestos en las Tablas 6.8 y 6.9 se puede observar que la precisión de los métodos de la CENTROSUR, NEC y REA presentan una clara sobreestimación en porcentajes muy variables. Esto concuerda con lo visto en la Fig 4.5 donde se graficaron las estimaciones en función del número de clientes y en donde las variaciones son notorias; al comparar los métodos con la demanda máxima registrada, el método NEC presenta la mayor tasa de sobredimensionamiento con un 122%, mientras los métodos de la CENTROSUR y REA, 62% y 40% respectivamente.

El sobredimensionamiento de los métodos: CENTROSUR, NEC y REA, se deben a las razones descritas en la sección 4.4: Consideraciones de los métodos analizados.

El método propuesto busca determinar la demanda máxima en un transformador de una forma precisa, para ello se consideraron los parámetros más representativos de cada método analizado. El método NEC da una gran importancia a los factores de coincidencia en cada uno de los niveles de estimación; mientras el método REA se fundamenta en el consumo mensual de los abonados. Con la aplicación del método propuesto se obtienen resultados ajustados al comportamiento de los abonados.



6.6 VENTAJAS DEL MÉTODO PROPUESTO

El método propuesto presenta grandes ventajas para la determinación de la potencia máxima en transformadores de distribución para clientes residenciales, entre estos tenemos:

- Mejor precisión frente a otros métodos comúnmente utilizados en la determinación de la demanda, para la ciudad de Cuenca.
- Considera factores ajustados a la realidad de la ciudad de Cuenca.
- Permite proyectar el comportamiento al corto plazo de un transformador al considerar los cambios históricos que han tenido los clientes en su consumo mensual.
- Factor de coincidencia apegado a los registros efectuados en transformadores.
- Este estudio se basa en los consumos mensuales, estratificando a los clientes, por lo que el método propuesto se actualiza continuamente.
- El método planteado puede ser ajustado a cualquier región de interés ya que el procedimiento efectuado considera factores que se pueden obtener con un estudio previo.



Consideraciones para el cálculo de la potencia por el método propuesto

Se deben tomar en cuenta algunas consideraciones básicas para la aplicación del método propuesto:

- El método ofrece un buen grado de precisión para transformadores con una presencia mayoritaria (al menos 70%) de usuarios residenciales.
- En caso de presentarse una cantidad considerable (mayor al 40%) de clientes comerciales y/o industriales en el transformador se debe realizar un análisis separado para éstos antes de incluirlos en la determinación final.
- Los clientes con un consumo de 0 kWh/mes (Estrato 0) no deben ser considerados en el cálculo ya que reducen el factor de coincidencia y no aportan a la potencia máxima lo que conllevaría a un subdimensionamiento.
- El método pierde precisión ante la existencia de gran cantidad de clientes de estratos bajos (1-4) y pocos abonados de estratos altos (8-11), por ejemplo que en un transformador exista un 60% de clientes de estratos (1-4) y solamente un 10% en los estratos (8-11), en vista que estos últimos son los que aportan en mayor parte a la potencia máxima; en estos casos se presenta un error de $\pm 15\%$.
- Para realizar una proyección para un sector no establecido, se debe considerar las áreas aledañas para determinar el estrato predominante y realizar el cálculo como si todos los usuarios finales pertenecieran al mismo.



Al momento de aplicar el método se recomienda seguir estas consideraciones para una mejor determinación de la demanda máxima en transformadores de distribución.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



7.1 CONCLUSIONES

- a. El método actualmente utilizado por la CENTROSUR, al basar su aplicación en áreas de lote, es ineficiente ya que sobreestima la demanda en la mayor parte de los casos, lo que produce un gasto extra para la Empresa al instalar equipos más costosos, y debe ser discontinuado.
- b. Los métodos NEC y REA fueron diseñados en realidades distintas a la ciudad de Cuenca, por lo que su aplicación directa sobreestima la demanda, pero incluyen parámetros importantes que son parte fundamental del método propuesto.
- c. Las pérdidas en acometidas varían de acuerdo al estrato de consumo, registrándose las mayores pérdidas en los estratos más altos. Las pérdidas en contadores de energía son muy bajas (menores al 0,1%) comparadas con las existen en las acometidas por lo que su incidencia en el cálculo de pérdidas totales es despreciable.
- d. La propuesta metodológica se ajusta a la demanda en transformadores de distribución para la ciudad de Cuenca, al considerar varios parámetros relacionados a su entorno, entre ellos la estratificación de los abonados según su consumo mensual, factor de coincidencia y curvas de carga sustentadas en el uso de energía de los usuarios.



7.2 RECOMENDACIONES

- a. Implementar la metodología propuesta en la CENTROSUR, ya que se demostró que es la que más se ajusta a la realidad del sistema; y tener acceso a estos valores en el sistema de información geográfica (GIS).
- b. Realizar las lecturas de consumo de los abonados con la mayor precisión posible, tratando de cubrir todos los días de un mes sin interferencia de consumos del mes siguiente.
- c. Al momento de instalar una nueva acometida, tomar en consideración todos los detalles referentes a la misma, tales como: su fase(s) de conexión, longitud de acometida, tipo de abonado, etc. con el fin de conocer la cantidad exacta de clientes en cada fase del transformador para minimizar su desbalance.
- d. Realizar un estudio detallado sobre el alumbrado público, incluyendo parámetro como luminarias por transformador, luminarias por poste, tipos de luminarias utilizadas en cada sector, etc.
- e. Sectorizar la ciudad de Cuenca para ubicar los estratos predominantes en cada sector y definir los de mayor consumo.
- f. La tasa de crecimiento debe zonificarse ya que cada sector crece a un ritmo distinto y esto permitiría un mejor dimensionamiento de los equipos que se instalen.
- g. Tener equipos de medición en ciertos transformadores que realicen registros no únicamente por 7 días, sino por períodos más prolongados (un mes o un año) con el propósito de analizar el comportamiento de la curva de carga y realizar un balance energético.



REFERENCIAS

- [1] Sitio web de la CENTROSUR <http://www.centrosur.com.ec>
- [2] Base de datos de la CENTROSUR
- [3] Sitio web CONELEC, Pliego Tarifario,
http://www.conelec.gob.ec/pdfs/contenido_pdf_1784.pdf
- [4] Sitio web CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2009 - 2020,
<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920.pdf>
- [5] Tamaño de una muestra para una investigación,
http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_02_BAS02.pdf
- [6] MONTGOMERY, Douglas C. RUNGER, George C., “Applied Statistics and Probability for Engineers”, Third edition, John Wiley & Sons, Inc., 2003.
- [7] Sitio web CONELEC, REGULACIÓN No. CONELEC – 004/01,
<http://www.conelec.gob.ec/normativa/CalidadDeServicio.doc>
- [8] Manual Memobox 300,
http://www.ledaelectronics.com.au/Fluke_Memobox_300P-808A.pdf
- [9] Manual Memobox 300 smart,
<http://www.donsion.org/investigacion/equipos/MEMOBOX%20300%20Smart.pdf>



[10] Manual TOPAS 1000,

<http://www.maxicont.hu/doc/termekek/Topas1000%28eng%29.pdf>

[11] Manual Fluke 1744,

http://support.fluke.com/find-sales/download/asset/2634915_6112_eng_a_w.pdf

[12] National Electrical Code (NEC), artículo 220, 2011 Edition.

[13] VEST, Stanley J., “Estimating kW Demand for Future Loads on Rural Distribution Systems”, Paper AIEE, USA, Abril 1957.

[14] EVALUACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL SISTEMA DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR, Dirección de Planificación de la CENTROSUR, Año 2010.

[15] EXPERIENCIAS Y METODOLOGÍAS POR PARTE DE LA EMPRESA ELÉCTRICA DEL ECUADOR INC. EN LA REDUCCIÓN Y CONTROL DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA, Ing. TAMA FRANCO, Alberto, Agosto 2010.

[16] “REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA”, RAMIREZ, Samuel, Tercera Edición, Universidad Nacional de Colombia.

[17] “PLAN DE GESTIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL EN LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A”, MEDINA, Ricardo, Tesis, Cuenca – Ecuador, 2009.

ANEXOS

ANEXOS A4

ANEXO A4.1

TABLAS DE DEMANDA DIVERSIFICADA SEGÚN LA CATEGORÍA Y NÚMERO DE ABONADOS

TABLA DE LA DEMANDA (KVA) SEGUN LA CATEGORIA Y NUMERO DE ABONADOS								
CATEGORIAS								
SECTOR	URBANO					RURAL		
AREA(m2)	> 400	400 - 300	300 - 200	200 - 100	< 100	Periférico	Centro	Rural
CATEGORIA	A	B	C	D	E	F	G	H
No. AB\η	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
1	7,47	3,93	2,23	1,36	0,94	1,02	0,84	0,65
2	14,04	7,38	4,19	2,56	1,77	1,92	1,58	1,22
3	20,30	10,68	6,06	3,70	2,55	2,77	2,28	1,77
4	26,38	13,88	7,87	4,80	3,32	3,60	2,97	2,30
5	32,31	17,00	9,65	5,88	4,07	4,41	3,63	2,81
6	38,15	20,07	11,39	6,94	4,80	5,21	4,29	3,32
7	43,89	23,09	13,10	7,99	5,52	5,99	4,94	3,82
8	49,56	26,07	14,80	9,02	6,24	6,77	5,57	4,31
9	55,17	29,02	16,47	10,04	6,94	7,53	6,20	4,80
10	60,72	31,94	18,13	11,05	7,64	8,29	6,83	5,28
11	66,22	34,84	19,77	12,06	8,33	9,04	7,45	5,76
12	71,68	37,71	21,40	13,05	9,02	9,79	8,06	6,24
13	77,09	40,56	23,01	14,04	9,70	10,53	8,67	6,71
14	82,47	43,39	24,62	15,01	10,38	11,26	9,27	7,18
15	87,81	46,20	26,21	15,99	11,05	11,99	9,87	7,64
16	93,13	48,99	27,80	16,95	11,72	12,72	10,47	8,10
17	98,41	51,77	29,38	17,92	12,38	13,44	11,07	8,56
18	103,66	54,54	30,95	18,87	13,04	14,15	11,66	9,02
19	108,89	57,29	32,51	19,82	13,70	14,87	12,24	9,47
20	114,09	60,02	34,06	20,77	14,36	15,58	12,83	9,93
21	119,27	62,75	35,61	21,71	15,01	16,29	13,41	10,38
22	124,43	65,46	37,15	22,65	15,66	16,99	13,99	10,83
23	129,57	68,17	38,68	23,59	16,30	17,69	14,57	11,27
24	134,68	70,86	40,21	24,52	16,95	18,39	15,15	11,72
25	139,78	73,54	41,73	25,45	17,59	19,09	15,72	12,16
26	144,86	76,21	43,24	26,37	18,23	19,78	16,29	12,60
27	149,92	78,87	44,76	27,29	18,87	20,47	16,86	13,05
28	154,97	81,53	46,26	28,21	19,50	21,16	17,43	13,48
29	159,99	84,17	47,76	29,13	20,13	21,85	17,99	13,92

TABLA DE LA DEMANDA (KVA) SEGUN LA CATEGORIA Y NUMERO DE ABONADOS								
CATEGORIAS								
SECTOR	URBANO					RURAL		
AREA(m2)	> 400	400 - 300	300 - 200	200 - 100	< 100	Periférico	Centro	Rural
CATEGORIA	A	B	C	D	E	F	G	H
No. AB\η	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
30	165,01	86,81	49,26	30,04	20,76	22,53	18,55	14,36
31	170,00	89,44	50,75	30,95	21,39	23,21	19,12	14,79
32	174,99	92,06	52,24	31,86	22,02	23,89	19,68	15,23
33	179,96	94,68	53,72	32,76	22,65	24,57	20,24	15,66
34	184,91	97,28	55,20	33,67	23,27	25,25	20,79	16,09
35	189,86	99,88	56,68	34,57	23,89	25,92	21,35	16,52
36	194,79	102,48	58,15	35,46	24,51	26,60	21,90	16,95
37	199,70	105,06	59,62	36,36	25,13	27,27	22,46	17,38
38	204,61	107,65	61,08	37,25	25,75	27,94	23,01	17,80
39	209,50	110,22	62,54	38,14	26,36	28,61	23,56	18,23
40	214,39	112,79	64,00	39,03	26,98	29,27	24,11	18,65
41	219,26	115,35	65,45	39,92	27,59	29,94	24,66	19,08
42	224,12	117,91	66,91	40,80	28,20	30,60	25,20	19,50
43	228,97	120,46	68,35	41,69	28,81	31,26	25,75	19,92
44	233,81	123,01	69,80	42,57	29,42	31,93	26,29	20,34
45	238,64	125,55	71,24	43,45	30,03	32,59	26,84	20,77
46	243,46	128,09	72,68	44,32	30,64	33,24	27,38	21,18
47	248,27	130,62	74,12	45,20	31,24	33,90	27,92	21,60
48	253,08	133,14	75,55	46,08	31,85	34,56	28,46	22,02
49	257,87	135,67	76,98	46,95	32,45	35,21	29,00	22,44
50	262,65	138,18	78,41	47,82	33,05	35,86	29,54	22,85
51	267,43	140,70	79,84	48,69	33,65	36,52	30,07	23,27
52	272,20	143,20	81,26	49,56	34,25	37,17	30,61	23,69
53	276,96	145,71	82,68	50,42	34,85	37,82	31,14	24,10
54	281,71	148,21	84,10	51,29	35,45	38,47	31,68	24,51
55	286,45	150,70	85,51	52,15	36,05	39,11	32,21	24,93
56	291,19	153,19	86,93	53,01	36,64	39,76	32,74	25,34
57	295,91	155,68	88,34	53,87	37,24	40,41	33,28	25,75
58	300,64	158,17	89,75	54,73	37,83	41,05	33,81	26,16
59	305,35	160,65	91,15	55,59	38,42	41,69	34,34	26,57
60	310,05	163,12	92,56	56,45	39,02	42,34	34,87	26,98
61	314,75	165,59	93,96	57,30	39,61	42,98	35,39	27,39



TABLA DE LA DEMANDA (KVA) SEGUN LA CATEGORIA Y NUMERO DE ABONADOS								
CATEGORIAS								
SECTOR	URBANO					RURAL		
AREA(m2)	> 400	400 - 300	300 - 200	200 - 100	< 100	Periférico	Centro	Rural
CATEGORIA	A	B	C	D	E	F	G	H
No. AB\η	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
62	319,45	168,06	95,36	58,16	40,20	43,62	35,92	27,80
63	324,13	170,53	96,76	59,01	40,79	44,26	36,45	28,20
64	328,81	172,99	98,16	59,86	41,38	44,90	36,97	28,61
65	333,48	175,45	99,55	60,71	41,96	45,54	37,50	29,02
66	338,15	177,90	100,95	61,56	42,55	46,17	38,02	29,42
67	342,81	180,35	102,34	62,41	43,14	46,81	38,55	29,83
68	347,46	182,80	103,73	63,26	43,72	47,44	39,07	30,23
69	352,11	185,24	105,11	64,10	44,31	48,08	39,59	30,64
70	356,75	187,69	106,50	64,95	44,89	48,71	40,12	31,04
71	361,38	190,12	107,88	65,79	45,48	49,35	40,64	31,45
72	366,01	192,56	109,26	66,64	46,06	49,98	41,16	31,85
73	370,63	194,99	110,64	67,48	46,64	50,61	41,68	32,25
74	375,25	197,42	112,02	68,32	47,22	51,24	42,20	32,65
75	379,86	199,85	113,40	69,16	47,80	51,87	42,72	33,05
76	384,47	202,27	114,77	70,00	48,38	52,50	43,23	33,45
77	389,07	204,69	116,15	70,83	48,96	53,13	43,75	33,85
78	393,66	207,11	117,52	71,67	49,54	53,75	44,27	34,25
79	398,26	209,52	118,89	72,51	50,12	54,38	44,78	34,65
80	402,84	211,94	120,26	73,34	50,69	55,01	45,30	35,05
81	407,42	214,35	121,63	74,18	51,27	55,63	45,81	35,45
82	411,99	216,75	122,99	75,01	51,84	56,26	46,33	35,85
83	416,56	219,16	124,36	75,84	52,42	56,88	46,84	36,25
84	421,13	221,56	125,72	76,67	52,99	57,50	47,36	36,64
85	425,69	223,96	127,08	77,50	53,57	58,13	47,87	37,04
86	430,24	226,35	128,44	78,33	54,14	58,75	48,38	37,44
87	434,79	228,75	129,80	79,16	54,71	59,37	48,89	37,83
88	439,34	231,14	131,15	79,99	55,28	59,99	49,40	38,23
89	443,88	233,53	132,51	80,81	55,86	60,61	49,91	38,62
90	448,42	235,91	133,86	81,64	56,43	61,23	50,42	39,02
91	452,95	238,30	135,22	82,46	57,00	61,85	50,93	39,41
92	457,48	240,68	136,57	83,29	57,57	62,47	51,44	39,81
93	462,00	243,06	137,92	84,11	58,14	63,08	51,95	40,20

TABLA DE LA DEMANDA (KVA) SEGUN LA CATEGORIA Y NUMERO DE ABONADOS								
CATEGORIAS								
SECTOR	URBANO					RURAL		
AREA(m2)	> 400	400 - 300	300 - 200	200 - 100	< 100	Periférico	Centro	Rural
CATEGORIA	A	B	C	D	E	F	G	H
No. AB\η	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
94	466,52	245,44	139,27	84,93	58,70	63,70	52,46	40,59
95	471,03	247,81	140,62	85,76	59,27	64,32	52,97	40,99
96	475,54	250,18	141,96	86,58	59,84	64,93	53,47	41,38
97	480,05	252,55	143,31	87,40	60,41	65,55	53,98	41,77
98	484,55	254,92	144,65	88,22	60,97	66,16	54,49	42,16
99	489,04	257,29	145,99	89,04	61,54	66,78	54,99	42,55
100	493,54	259,65	147,33	89,85	62,11	67,39	55,50	42,95
101	498,03	262,01	148,67	90,67	62,67	68,00	56,00	43,34
102	502,51	264,37	150,01	91,49	63,23	68,62	56,51	43,73
103	506,99	266,73	151,35	92,30	63,80	69,23	57,01	44,12
104	511,47	269,09	152,69	93,12	64,36	69,84	57,51	44,51
105	515,94	271,44	154,02	93,93	64,92	70,45	58,02	44,89
106	520,41	273,79	155,36	94,75	65,49	71,06	58,52	45,28
107	524,88	276,14	156,69	95,56	66,05	71,67	59,02	45,67
108	529,34	278,49	158,02	96,37	66,61	72,28	59,52	46,06
109	533,80	280,83	159,35	97,18	67,17	72,89	60,03	46,45
110	538,25	283,18	160,68	98,00	67,73	73,50	60,53	46,84
111	542,71	285,52	162,01	98,81	68,29	74,10	61,03	47,22
112	547,15	287,86	163,34	99,62	68,85	74,71	61,53	47,61
113	551,60	290,20	164,67	100,42	69,41	75,32	62,03	48,00
114	556,04	292,53	165,99	101,23	69,97	75,92	62,53	48,38
115	560,47	294,87	167,32	102,04	70,53	76,53	63,03	48,77
116	564,91	297,20	168,64	102,85	71,09	77,14	63,52	49,16
117	569,34	299,53	169,96	103,65	71,64	77,74	64,02	49,54
118	573,76	301,86	171,28	104,46	72,20	78,35	64,52	49,93
119	578,19	304,19	172,60	105,27	72,76	78,95	65,02	50,31
120	582,61	306,51	173,92	106,07	73,31	79,55	65,51	50,70
121	587,02	308,84	175,24	106,87	73,87	80,16	66,01	51,08
122	591,44	311,16	176,56	107,68	74,42	80,76	66,51	51,46
123	595,85	313,48	177,88	108,48	74,98	81,36	67,00	51,85
124	600,25	315,80	179,19	109,28	75,53	81,96	67,50	52,23
125	604,66	318,11	180,51	110,08	76,09	82,56	67,99	52,61

TABLA DE LA DEMANDA (KVA) SEGUN LA CATEGORIA Y NUMERO DE ABONADOS								
CATEGORIAS								
SECTOR	URBANO					RURAL		
AREA(m2)	> 400	400 - 300	300 - 200	200 - 100	< 100	Periférico	Centro	Rural
CATEGORIA	A	B	C	D	E	F	G	H
No. AB\η	0,9	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
126	609,06	320,43	181,82	110,89	76,64	83,16	68,49	53,00
127	613,45	322,74	183,13	111,69	77,20	83,76	68,98	53,38
128	617,85	325,05	184,44	112,49	77,75	84,36	69,48	53,76
129	622,24	327,36	185,76	113,29	78,30	84,96	69,97	54,14
130	626,63	329,67	187,07	114,08	78,85	85,56	70,46	54,53
131	631,01	331,98	188,37	114,88	79,40	86,16	70,96	54,91
132	635,39	334,28	189,68	115,68	79,96	86,76	71,45	55,29
133	639,77	336,59	190,99	116,48	80,51	87,36	71,94	55,67
134	644,15	338,89	192,30	117,27	81,06	87,96	72,43	56,05
135	648,52	341,19	193,60	118,07	81,61	88,55	72,93	56,43
136	652,89	343,49	194,91	118,87	82,16	89,15	73,42	56,81
137	657,26	345,79	196,21	119,66	82,71	89,75	73,91	57,19
138	661,62	348,08	197,51	120,46	83,26	90,34	74,40	57,57
139	665,98	350,38	198,81	121,25	83,81	90,94	74,89	57,95
140	670,34	352,67	200,12	122,04	84,35	91,53	75,38	58,33
141	674,70	354,96	201,42	122,84	84,90	92,13	75,87	58,71
142	679,05	357,25	202,72	123,63	85,45	92,72	76,36	59,09
143	683,40	359,54	204,01	124,42	86,00	93,32	76,85	59,47
144	687,75	361,83	205,31	125,21	86,54	93,91	77,34	59,84
145	692,09	364,11	206,61	126,00	87,09	94,50	77,83	60,22
146	696,44	366,40	207,91	126,79	87,64	95,10	78,31	60,60
147	700,78	368,68	209,20	127,58	88,18	95,69	78,80	60,98
148	705,11	370,96	210,50	128,37	88,73	96,28	79,29	61,36
149	709,45	373,24	211,79	129,16	89,27	96,87	79,78	61,73
150	713,78	375,52	213,08	129,95	89,82	97,46	80,26	62,11

ANEXO A4.2

APLICACIÓN DE OTROS ARTÍCULOS DE LA NORMA NEC

CÁLCULO	ARTÍCULO DE LA NORMA NEC
Aire acondicionado y refrigeración, calibre del conductor del circuito secundario	440
Grúas y Montacargas, tipo y calibre del conductor	610
Soldadores eléctricos, cálculo de amperaje	630
Máquinas de riego o de accionamiento eléctrico	675
Iluminación y guía de estacionamiento	626
Celdas electrolíticas	668
Galvanoplastia, calibre del conductor del circuito secundario	669
Circuito de alimentación del ascensor, factores de demanda	620
Bombas de incendio, caída de tensión (cálculo obligatorio)	695
Equipos de calefacción eléctrica fija de tuberías y recipientes, calibre del conductor del circuito secundario	427
Espacio fijo del equipo de calefacción, calibre del conductor del circuito secundario	424
Maquinaria industrial, calibre del conductor de alimentación	670
Casas móviles o prefabricadas, carga total para determinar la fuente de alimentación	550
Estudios de TV, teatros o similares, calibre del conductor de alimentación	530
Motores, calibre del conductor de alimentación	430
Motores, equipos de carga combinada	430
Varios motores o un motor y otras cargas	430
Circuitos sobre los 600V, calibre del conductor del ramal	210
Circuitos sobre los 600V, calibre del conductor de la acometida	215
Convertidor de fase, conductor	455
Parques de vehículos recreativos	551
Equipos electrónicos sensibles, caída de tensión	455
Sistema solar fotovoltaico, calibre del conductor y amperaje	690
Tipo de almacenamiento de los calentadores de agua	422
Teatros, estadios y locaciones similares	520

ANEXO A4.3**CARGA POR ILUMINACIÓN GENERAL POR TIPO DE LOCALIDAD (NORMA NEC)**

TIPO DE LOCALIDAD	VA /m
Auditorios	11
Bancos	39
Peluquerías y salones de belleza	33
Iglesias	11
Clubs	22
Tribunales	22
Viviendas	33
Bodega (Comercio)	6
Hospitales	22
Hoteles, Moteles	22
Fabricas	22
Habitaciones	17
Edificio de oficinas	39
Restaurantes	22
Escuelas	33
Tiendas	33
Almacenes (Bodegas)	3
Conjunto de pasillos y vestíbulos	11
Closets, escaleras, corredores	6
Espacios para bodegas	3

ANEXO A4.4

FACTORES DE DEMANDA Y RANGOS PARA ELECTRODOMÉSTICOS

Número de aparatos	Factores de demanda (%)		Demanda Máxima (Hasta los 12 kW por electrodoméstico)
	Menores a 3,5 kW	De 3,5 kW a 8,75 kW	
1	80	80	8
2	75	65	11
3	70	55	14
4	66	50	17
5	62	45	20
6	59	43	21
7	56	40	22
8	53	36	23
9	51	35	24
10	49	34	25
11	47	32	26
12	45	32	27
13	43	32	28
14	41	32	29
15	40	32	30
16	39	28	31
17	38	28	32
18	37	28	33
19	36	28	34
20	35	28	35
21	34	26	36
22	33	26	37
23	32	26	38
24	31	26	39
25	30	26	40
26 - 30	30	24	15kW + 1kW por cada rango
31 - 40	30	22	15kW + 1kW por cada rango
41 - 50	30	20	25kW + 0,75 kW por cada rango
51 - 60	30	18	25kW + 0,75 kW por cada rango
61 y mas	30	16	25kW + 0,75 kW por cada rango

ANEXOS A5

**ANEXO A5.1****POTENCIA DE LOS CLIENTES MONOFASICOS POR ESTRATO**

Estrato	Pmax kW	I máx. por estrato	Clientes reales	%	No. Clientes	No. Clientes*Pma x
0	0		32946	13,79	1545	0,00000
1	0,4288	3,57	33174	13,89	1556	667,21280
2	0,5264	4,39	31706	13,27	1486	782,23040
3	0,6051	5,04	29841	12,49	1399	846,53490
4	0,6903	5,75	20047	8,39	939	648,19170
5	0,8188	6,82	17864	7,48	838	686,15440
6	1,014	8,45	21179	8,87	994	1007,91600
7	1,2342	10,29	23073	9,66	1082	1335,40440
8	1,407	11,73	19306	8,08	905	1273,33500
9	1,7668	14,72	7852	3,29	369	651,94920
10	2,0263	16,89	1664	0,70	79	160,07770
11	2,6146	21,79	245	0,10	11	28,76060
		Total	238897	100	11203	8087,76710

**ANEXO A5.2****DISTRIBUCION DE LOS CLIENTES MONOFASICOS POR ESTRATO**

MONOFÁSICO													
ESTRATO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
ACOMETIDA (m)	13,8	13,9	13,3	12,5	8,4	7,5	8,9	9,7	8,1	3,3	0,7	0,1	TOTAL
3	4	4	4	4	3	2	3	3	3	1	1	0	32
8	110	110	106	99	67	59	70	77	64	26	6	1	795
13	237	238	228	214	144	128	151	166	139	56	12	2	1715
18	306	308	294	277	186	166	197	214	179	73	16	2	2218
23	258	260	249	234	157	140	166	181	151	62	13	2	1873
28	199	200	191	180	121	108	128	139	116	47	10	1	1440
33	104	105	100	95	63	57	67	73	61	25	5	1	756
38	52	53	50	47	32	28	34	37	31	12	3	0	379
43	75	76	72	68	45	41	48	53	44	18	4	1	545
48	48	48	46	43	29	26	31	33	28	12	2	0	346
53	26	26	25	23	16	14	17	18	15	6	1	0	187
58	17	17	17	17	11	9	11	12	10	4	1	0	126
63	68	68	65	61	41	37	43	47	40	16	3	1	490
68	7	7	5	6	4	4	4	5	4	2	0	0	48
73	12	12	12	11	7	7	8	8	7	3	1	0	88
78	4	5	4	3	2	2	2	3	2	1	0	0	28
83	7	7	7	6	4	4	5	5	4	2	0	0	51
88	2	2	2	2	1	1	2	2	1	2	0	0	17
93	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	12



ESTRATO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
ACOMETIDA (m)	13,8	13,9	13,3	12,5	8,4	7,5	8,9	9,7	8,1	3,3	0,7	0,1	TOTAL
98	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	3
103	2	3	2	2	1	1	1	1	1	0	0	0	14
108	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	9
115,5	4	4	4	4	3	2	3	3	3	1	0	0	31
Cientes/Estrato	1545	1556	1486	1399	939	838	994	1082	905	369	79	11	11203
% Estrato	13,8	13,9	13,3	12,5	8,38	7,48	8,87	9,66	8,08	3,29	0,71	0,1	100



ANEXO A5.3

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS MONOFÁSICAS

			CORRIENTES MÁXIMAS POR ESTRATO												PÉRDIDAS (W)
ACOM (m)	RESIST (Ω/m)	(m)*(Ω/m)	0,00	3,57	4,39	5,04	5,75	6,82	8,45	10,29	11,73	14,72	16,89	21,79	
3	0,002	0,007	4	4	4	4	3	2	3	3	3	1	1	0	24,29
8	0,002	0,017	110	110	106	99	67	59	70	77	64	26	6	1	1411,16
13	0,002	0,028	237	238	228	214	144	128	151	166	139	56	12	2	4934,29
18	0,002	0,039	306	308	294	277	186	166	197	214	179	73	16	2	8830,66
23	0,002	0,05	258	260	249	234	157	140	166	181	151	62	13	2	9535,13
28	0,002	0,061	199	200	191	180	121	108	128	139	116	47	10	1	8878,52
33	0,002	0,072	104	105	100	95	63	57	67	73	61	25	5	1	5526,60
38	0,002	0,082	52	53	50	47	32	28	34	37	31	12	3	0	3172,27
43	0,002	0,093	75	76	72	68	45	41	48	53	44	18	4	1	5235,02
48	0,002	0,104	48	48	46	43	29	26	31	33	28	12	2	0	3638,81
53	0,002	0,115	26	26	25	23	16	14	17	18	15	6	1	0	2147,15
58	0,002	0,126	17	17	17	17	11	9	11	12	10	4	1	0	1594,46
63	0,002	0,137	68	68	65	61	41	37	43	47	40	16	3	1	6852,27
68	0,002	0,147	7	7	5	6	4	4	4	5	4	2	0	0	723,64
73	0,002	0,158	12	12	12	11	7	7	8	8	7	3	1	0	1435,71
78	0,002	0,169	4	5	4	3	2	2	2	3	2	1	0	0	449,15
83	0,002	0,18	7	7	7	6	4	4	5	5	4	2	0	0	922,80
88	0,002	0,191	2	2	2	2	1	1	2	2	1	2	0	0	427,25
93	0,002	0,202	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	195,04



ACOM (m)	RESIST (Ω/m)	(m)*(Ω/m)	0,00	3,57	4,39	5,04	5,75	6,82	8,45	10,29	11,73	14,72	16,89	21,79	PÉRDIDAS (W)
98	0,002	0,212	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	162,28
103	0,002	0,223	2	3	2	2	1	1	1	1	1	0	0	0	233,07
108	0,002	0,234	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	211,51
115,5	0,002	0,25	4	4	4	4	3	2	3	3	3	1	0	0	792,58
Pérdida/Estrato			0	2345,6	3365,9	4192,8	3653,1	4605,7	8399,3	13472,5	14662,7	9467,7	2585,9	582,43	67333,65
Estrato			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
% Estrato			0,00	3,48	5,00	6,23	5,43	6,84	12,47	20,01	21,78	14,06	3,84	0,86	100



ANEXO A5.4

CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN CONTADORES MONOFÁSICOS

ACOM (m)	PÉRDIDAS EN LOS CONTADORES POR ESTRATO												PÉRDIDAS (W)
	0	0,08	0,09	0,11	0,12	0,15	0,18	0,22	0,25	0,31	0,36	0,46	
3	4	4	4	4	3	2	3	3	3	1	1	0	4,39
8	110	110	106	99	67	59	70	77	64	26	6	1	102,08
13	237	238	228	214	144	128	151	166	139	56	12	2	220,06
18	306	308	294	277	186	166	197	214	179	73	16	2	284,64
23	258	260	249	234	157	140	166	181	151	62	13	2	240,44
28	199	200	191	180	121	108	128	139	116	47	10	1	184,47
33	104	105	100	95	63	57	67	73	61	25	5	1	97,08
38	52	53	50	47	32	28	34	37	31	12	3	0	48,63
43	75	76	72	68	45	41	48	53	44	18	4	1	70,18
48	48	48	46	43	29	26	31	33	28	12	2	0	44,26
53	26	26	25	23	16	14	17	18	15	6	1	0	23,81
58	17	17	17	17	11	9	11	12	10	4	1	0	16,11
63	68	68	65	61	41	37	43	47	40	16	3	1	62,89
68	7	7	5	6	4	4	4	5	4	2	0	0	6,17
73	12	12	12	11	7	7	8	8	7	3	1	0	11,35
78	4	5	4	3	2	2	2	3	2	1	0	0	3,45
83	7	7	7	6	4	4	5	5	4	2	0	0	6,53
88	2	2	2	2	1	1	2	2	1	2	0	0	2,50
93	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1,37



ACOM (m)	0	0,08	0,09	0,11	0,12	0,15	0,18	0,22	0,25	0,31	0,36	0,46	PÉRDIDAS (W)
98	0	0	0	1	0	0	1	0	0	0	1	0	0,65
103	2	3	2	2	1	1	1	1	1	0	0	0	1,55
108	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1,20
115,5	4	4	4	4	3	2	3	3	3	1	0	0	4,03
Pérdidas/Estrato	0	118,62	139,06	150,50	115,23	121,98	179,19	237,41	226,37	115,90	28,46	5,11	1437,83
Estrato	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
% Estrato	0,0	8,2	9,7	10,5	8,0	8,5	12,5	16,5	15,7	8,1	2,0	0,4	100,0

**ANEXO A5.5****POTENCIA DE LOS CLIENTES BIFÁSICOS POR ESTRATO**

Estrato	Pmax kW	I máx. por estrato	Clientes reales	%	No. Clientes	No. Clientes*Pma x
0	0		32946	13,79	187	0,00000
1	0,4288	3,57	33174	13,89	187	80,18560
2	0,5264	4,39	31706	13,27	180	94,75200
3	0,6051	5,04	29841	12,49	169	102,26190
4	0,6903	5,75	20047	8,39	113	78,00390
5	0,8188	6,82	17864	7,48	100	81,88000
6	1,014	8,45	21179	8,87	121	122,69400
7	1,2342	10,29	23073	9,66	131	161,68020
8	1,407	11,73	19306	8,08	109	153,36300
9	1,7668	14,72	7852	3,29	45	79,50600
10	2,0263	16,89	1664	0,70	10	20,26300
11	2,6146	21,79	245	0,10	2	5,22920
		Total	238897	100	1354	979,81880



ANEXO A5.6

DISTRIBUCION DE LOS CLIENTES BIFÁSICOS POR ESTRATO

BIFÁSICO													
ESTRATO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
ACOMETIDA (m)	1,99	11,02	10,86	12,86	9,38	8,56	10,68	12,29	11,01	6,78	3,09	1,48	TOTAL
3	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	7
8	15	16	15	14	9	8	10	11	9	4	1	0	112
13	32	32	31	29	19	17	21	22	19	8	2	0	232
18	35	36	34	32	21	19	23	25	21	8	2	0	256
23	31	31	30	28	19	17	20	22	18	8	2	0	226
28	28	28	28	25	17	16	18	20	16	7	1	0	204
33	13	13	12	12	8	7	8	8	8	3	1	0	93
38	10	10	10	9	6	5	6	7	6	2	1	0	72
43	5	4	5	4	3	3	3	3	3	1	0	0	34
48	4	4	4	4	3	2	3	3	2	1	0	0	30
53	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	0	0	17
58	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	11
63	6	7	5	5	3	3	4	4	3	1	0	0	41
68	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	6
73	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	6
78	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5
85	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	2
Clientes/Estrato	187	187	180	169	113	100	121	131	109	45	10	2	1354
% Estrato	13,81	13,81	13,29	12,48	8,35	7,39	8,94	9,68	8,05	3,32	0,74	0,15	100

**ANEXO A5.7****CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN ACOMETIDAS BIFÁSICAS**

			CORRIENTES MÁXIMAS POR ESTRATO												PÉRDIDA (W)
ACOM (m)	RESIST (Ω/m)	(m)*(Ω/m)	0,00	3,57	4,39	5,04	5,75	6,82	8,45	10,29	11,73	14,72	16,89	21,79	
3	0,0021676	0,0065	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	3
8	0,0021676	0,0173	15	16	15	14	9	8	10	11	9	4	1	0	56
13	0,0021676	0,0282	32	32	31	29	19	17	21	22	19	8	2	0	188
18	0,0021676	0,0390	35	36	34	32	21	19	23	25	21	8	2	0	284
23	0,0021676	0,0499	31	31	30	28	19	17	20	22	18	8	2	0	326
28	0,0021676	0,0607	28	28	28	25	17	16	18	20	16	7	1	0	349
33	0,0021676	0,0715	13	13	12	12	8	7	8	8	8	3	1	0	190
38	0,0021676	0,0824	10	10	10	9	6	5	6	7	6	2	1	0	171
43	0,0021676	0,0932	5	4	5	4	3	3	3	3	3	1	0	0	86
48	0,0021676	0,1040	4	4	4	4	3	2	3	3	2	1	0	0	84
53	0,0021676	0,1149	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	0	0	67
58	0,0021676	0,1257	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	32
63	0,0021676	0,1366	6	7	5	5	3	3	4	4	3	1	0	0	145
68	0,0021676	0,1474	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	21
73	0,0021676	0,1582	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	17
78	0,0021676	0,1691	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	5
85	0,0021676	0,1842	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	71
Pérdida/Estrato			0,00	72,80	105,35	130,58	113,74	137,09	259,70	419,56	441,18	297,88	74,75	50,94	2103
Estrato			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
% Estrato			0,00	3,46	5,01	6,21	5,41	6,52	12,35	19,95	20,97	14,16	3,55	2,42	



ANEXO A5.8

CALCULO DE LAS PÉRDIDAS EN CONTADORES BIFASICOS

ACOM (m)	PÉRDIDAS EN LOS CONTADORES POR ESTRATO												PÉRDIDAS (W)
	0,00	0,08	0,09	0,11	0,12	0,15	0,18	0,22	0,25	0,31	0,36	0,46	
3	0	0	0	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1,49
8	15	16	15	14	9	8	10	11	9	4	1	0	14,48
13	32	32	31	29	19	17	21	22	19	8	2	0	29,86
18	35	36	34	32	21	19	23	25	21	8	2	0	32,83
23	31	31	30	28	19	17	20	22	18	8	2	0	29,16
28	28	28	28	25	17	16	18	20	16	7	1	0	26,05
33	13	13	12	12	8	7	8	8	8	3	1	0	11,91
38	10	10	10	9	6	5	6	7	6	2	1	0	9,24
43	5	4	5	4	3	3	3	3	3	1	0	0	4,27
48	4	4	4	4	3	2	3	3	2	1	0	0	3,78
53	2	2	2	2	1	1	2	2	2	1	0	0	2,44
58	2	2	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	1,27
63	6	7	5	5	3	3	4	4	3	1	0	0	5,01
68	1	0	1	1	1	0	1	1	0	0	0	0	0,72
73	1	1	1	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0,62
78	2	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0,28
83	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0,78
Pérdidas/Estrato	0,00	14,26	16,84	18,18	13,87	14,56	21,81	28,74	27,26	14,13	3,60	0,93	174,19
Estrato	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
% Estrato	0,0	8,2	9,7	10,4	8,0	8,4	12,5	16,5	15,7	8,1	2,1	0,5	100

ANEXOS A6



ANEXO A6.1

TRANSFORMADORES SELECCIONADOS

No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
1	ago-11	01/08/2011 12:40	08/08/2011 12:30	526	SE02	0204	60	3	Manuel J Calle y Antonio Malo
2	ago-11	01/08/2011 15:10	08/08/2011 15:00	2007	SE02	0204	45	3	Tadeo torres
3	ago-11	17/08/2011 11:40	24/08/2011 11:30	4404	SE07	0721	10	1	Tiopamba Ricaurte
4	ago-11	09/08/2011 15:10	16/08/2011 15:00	6356	SE07	0721	30	3	Vía a Ricaurte
5	ago-11	09/08/2011 16:10	16/08/2011 16:00	15148	SE07	0721	30	3	Ricaurte
6	ago-11	17/08/2011 12:10	24/08/2011 12:00	19500	SE07	0721	15	1	San Miguel Ricaurte
7	ago-11	09/08/2011 12:50	16/08/2011 12:40	19535	SE07	0721	25	1	Camino a San Miguel Ricaurte
8	jul-11	09/07/2011 9:00	16/07/2011 8:50	120	SE01	0104	100	3	Miguel Vélez y Vega Muñoz
9	jul-11	18/07/2011 18:20	25/07/2011 18:10	16759	SE05	0525	15	1	Colegio Borja Baños
10	jul-11	10/07/2011 8:50	17/07/2011 8:40	18819	SE01	0104	75	3	Simón Bolívar Convención 45
11	jun-11	29/05/2011 10H00	05/06/2011 19H50	770	SE04	0423	38	1	Calle S. Nombre y Serrano abad (La Católica)
12	jun-11	06/06/2011 10H40	13/06/2011 10H30	1845	SE07	0723	15	1	El Tablón de Ricaurte
13	jun-11	29/05/2011 09H10	05/06/2011 09H00	2300	SE04	0423	100	3	Carlos Ortiz y de la Tonada (Miraflores)
14	jun-11	29/05/2011 8:30	05/06/2011 8:20	5875	SE04	0423	45	3	Luis Cordero y Eugenio Espejo



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
15	jun-11	06/06/2011 10:10	13/06/2011 10:00	14010	SE07	0723	30	3	5 esquinas (Ricaurte)
16	may-11	17/05/2011 10:30	24/05/2011 10:20	1329	SE05	0521	10	1	Mutualista 2
17	may-11	15/05/2011 8:20	22/05/2011 8:10	3398	SE05	0521	55	1	Av. De las Américas (Gran Manzana)
18	may-11	07/05/2011 11:00	14/05/2011 10:50	4332	SE03	0321	50	1	La Paz (Seminario de Monay)
19	mar-11	18/03/2011 16:30	25/03/2011 16:20	5605	SE04	0421	25	1	Del Toril (Parque Industrial)
20	mar-11	17/03/2011 9:40	24/03/2011 9:30	5608	SE04	0421	25	1	Visorrey (El Vecino)
21	mar-11	18/03/2011 15:10	25/03/2011 15:00	6317	SE04	0421	25	1	Camino a Ochoa León (Parque Industrial)
22	mar-11	03/09/2011 12:40	10/09/2011 12:30	7668	SE07	0722	25	1	Paseo Rio Machángara y González Suarez
23	mar-11	03/02/2011 10:30	10/02/2011 10:20	13080	SE07	0722	25	2	Urb. Machángara
24	mar-11	26/03/2011 10:30	02/04/2011 10:20	20371	SE02	0205	150	3	Puente del Vado (Plaza Otorongo)
25	feb-11	06/02/2011 10:20	13/02/2011 10:10	1324	SE05	0523	15	1	Ordoñez Lazo (Sayausí)
26	feb-11	06/02/2011 12:20	13/02/2011 12:10	13976	SE05	0523	25	1	San José de Balzay(San Martin - Sayausí)
27	ene-11	04/01/2011 10:50	11/01/2011 10:40	183	SE01	0103	225	3	Colegio Marianitas
28	ene-11	27/12/2010 15:20	03/01/2011 15:10	5971	SE01	0101	400	3	Pio Bravo y Manuel Vega (Hospital Católico)
29	ene-11	13/01/2011 16:20	20/01/2011 16:10	6509	SE04	0422	75	3	Calle Vieja y Silban (UPS)
30	ene-11	29/12/2010 15:40	05/01/2011 15:30	6550	SE01	0101	300	3	Sector 9 de Octubre



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
31	ene-11	27/12/2010 16:40	03/01/2011 16:30	6552	SE01	0101	400	3	Manuel Vega Y Gran Colombia (9 de Oct)
32	ene-11	27/12/2010 15:50	03/01/2011 15:40	6553	SE01	0101	400	3	Vargas machuca Y Gran Colombia (El asador)
33	ene-11	04/01/2011 12:00	11/01/2011 11:50	6554	SE01	0103	300	3	San Sebastián
34	ene-11	27/12/2010 14:50	03/01/2011 14:40	6578	SE01	0101	250	3	Presidente Borrero (Esc. Francisca Dávila)
35	ene-11	11/01/2011 10:00	04/01/2011 10:10	6581	SE01	0103	250	3	sector CNE
36	ene-11	13/01/2011 16:50	20/01/2011 16:40	8740	SE04	0422	45	3	Del Obrero (Sector UPS)
37	ene-11	13/01/2011 9:30	20/01/2011 9:20	14660	SE04	0422	25	1	Patococha (Quinta Chica)
38	ene-11	13/01/2011 17:00	20/01/2011 16:50	15151	SE04	0422	30	3	Carretas (UPS)
39	ene-11	13/01/2011 10:30	20/01/2011 10:20	17661	SE04	0422	30	3	España y Gil Ramírez Dávalos (Graiman)
40	dic-10	24/11/2010 13:20	01/12/2010 13:10	935	SE03	0322	150	3	González Suarez (parque Tahuantinsuyo)
41	dic-10	01/12/2010 10:30	08/12/2010 10:20	2345	SE03	0522	75	3	Paseo de los Cañaris (Empresa Eléctrica)
42	dic-10	24/11/2010 12:20	01/12/2010 12:10	2470	SE03	0322	100	3	Av. Yanaurco (Totoracocha)
43	dic-10	01/12/2010 16:10	08/12/2010 16:00	3835	SE03	0322	50	3	Casique Chapa y Pachacamas
44	dic-10	01/12/2010 15:30	08/12/2010 15:20	6495	SE03	0322	75	3	Casique Chapa (Mercado 12 de Abril)
45	dic-10	01/12/2010 17:10	08/12/2010 17:00	6529	SE03	0322	75	3	García Moreno y Gerónimo Carrión
46	dic-10	24/11/2010 11:30	01/12/2010 11:20	8735	SE03	0322	45	3	Chican Y G. Suárez (Gran Aki)



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
47	dic-10	24/11/2010 12:50	01/12/2010 12:40	14882	SE03	0322	25	1	Masacita Puento y Hualcopo
48	nov-10	31/10/2010 11:10	07/11/2010 11:00	41	SE05	0524	45	3	Av. Don Bosco y J Sama
49	nov-10	08/11/2010 14:30	15/11/2010 14:20	1477	SE04	0424	100	3	Barrial Blanco (La Católica)
50	nov-10	31/10/2010 9:20	07/11/2010 9:10	2435	SE05	0524	75	3	Av. De las Américas (Coralcentro)
51	nov-10	31/10/2010 12:50	07/11/2010 12:40	3169	SE05	0524	60	3	Av. Pichancha y Moreno Moma
52	nov-10	08/11/2010 10:00	15/11/2010 9:50	4312	SE04	0424	75	3	Gil Ramírez Dávalos(Terminal)
53	nov-10	31/10/2010 12:00	07/11/2010 11:50	5515	SE05	0524	75	3	Loja y Pedro Caldero (Fátima)
54	nov-10	08/11/2010 11:10	15/11/2010 11:00	6465	SE04	0424	50	3	Del chorro y Calle Vieja (Terminal Terrestre)
55	nov-10	31/10/2010 10:00	07/11/2010 9:50	7780	SE05	0524	30	3	Alfonso Pinzón y Circunvalación (UEC)
56	nov-10	31/10/2010 1:10	07/11/2010 1:00	8750	SE05	0524	60	3	Remigio Crespo y Lorenzo P.
57	nov-10	08/11/2010 9:20	15/11/2010 9:10	13176	SE04	0424	45	3	Av. España (Terminal Terrestre)
58	nov-10	08/11/2010 12:40	15/11/2010 12:30	14020	SE04	0424	30	3	Barrial Blanco Y del Artesano
59	nov-10	08/11/2010 11:50	15/11/2010 11:40	15596	SE04	0424	50	3	Barrial Blanco Y Chorro
60	nov-10	08/11/2010 15:00	15/11/2010 14:50	17297	SE04	0424	45	3	Obispo Miguel León (Católica)
61	sep-10	20/09/2010 11:50	27/09/2010 11:40	1578	SE03	0325	25	1	De los Huancavilcas (Complejo Totoracocha)
62	sep-10	12/09/2010 8:10	19/09/2010 8:00	5809	SE03	0323	30	3	Av. De las Américas (Sauces)



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
63	sep-10	20/09/2010 11:10	27/09/2010 11:00	3170	SE03	0325	60	3	Culebrillas y Namangaza (Parque Curiquingue)
64	sep-10	20/09/2010 10:20	27/09/2010 10:10	4377	SE03	0325	75	3	Ingapirca y Bueran (Totoracocha)
65	sep-10	12/09/2010 8:50	19/09/2010 8:40	5465	SE03	0323	38	1	Av. 27 de Febrero (Escuela de Bomberos)
66	sep-10	12/09/2010 9:50	19/09/2010 9:40	5650	SE03	0323	50	3	Paucarbamba (Etapá)
67	sep-10	20/09/2010 9:20	27/09/2010 9:10	9850	SE03	0325	60	3	Guapondelig (Cementerio)
68	sep-10	12/09/2010 10:50	19/09/2010 10:40	16378	SE03	0323	15	1	San Antonio Gapal (hito cruz)
69	ago-10	03/08/2010 10:50	10/08/2010 10:40	569	SE05	0522	25	1	Latinoamericano y Cuba (Crea)
70	ago-10	03/08/2010 10:10	10/08/2010 10:00	2553	SE05	0522	25	1	Latinoamericano (Crea)
71	ago-10	11/08/2010 10:10	18/08/2010 10:00	3081	SE05	0525	25	1	Huishil
72	ago-10	03/08/2010 11:40	10/08/2010 11:30	5863	SE05	0522	45	3	Av. 12 de Abril (Coliseo)
73	ago-10	03/08/2010 13:00	10/08/2010 12:50	5901	SE05	0522	75	3	Los Capulíes (Banco del Pacífico)
74	ago-10	19/08/2010 10:40	26/08/2010 10:30	5978	SE02	0202	200	3	Sucre y B. Malo (P. Calderón)
75	ago-10	19/08/2010 10:00	26/08/2010 9:50	6547	SE02	0202	250	3	Benigno Malo y P. Córdova
76	ago-10	19/08/2010 11:40	26/08/2010 11:30	6555	SE02	0202	300	3	B. Malo y Larga
77	ago-10	19/08/2010 15:10	26/08/2010 15:00	6557	SE02	0202	300	3	Mariano Cueva y Calle Larga
78	ago-10	19/08/2010 12:40	26/08/2010 12:30	6580	SE02	0202	400	3	Borrero y Honorato Vázquez



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
79	ago-10	19/08/2010 14:30	26/08/2010 14:20	6583	SE02	0202	400	3	J. Jaramillo y M. Cueva
80	ago-10	11/08/2010 12:20	18/08/2010 12:10	14470	SE05	0525	25	1	Balneario Duran
81	jul-10	18/07/2010 14:00	25/07/2010 13:50	2069	SE03	0324	75	3	Rumiñahui
82	jul-10	18/07/2010 11:50	25/07/2010 11:40	2509	SE03	0324	25	1	Cacique Chamba y Pedro Collazo
83	jul-10	11/07/2010 8:50	18/07/2010 8:40	5878	SE03	0321	45	3	Don Bosco y Greco
84	jul-10	26/07/2010 12:10	02/08/2010 12:00	5899	SE04	0423	75	3	Luis Cordero y Tomas de Eres
85	jul-10	18/07/2010 11:10	25/07/2010 11:00	6362	SE03	0324	30	3	D. Aguilar t el Rebenque
86	jul-10	18/07/2010 9:40	25/07/2010 9:30	6411	SE03	0324	50	3	J. Benigno y Benjamín Carrión
87	jul-10	26/07/2010 12:40	02/08/2010 12:30	15157	SE04	0423	45	3	Eugenio Espejo
88	jul-10	26/07/2010 8:40	02/08/2010 8:30	15780	SE04	0423	15	1	Carmen de Sinincay
89	jun-10	08/06/2010 13:20	15/06/2010 13:10	14850	SE07	0721	30	3	Batallón Vencedores Cdla. Kennedy
90	jun-10	06/06/2010 12:20	13/06/2010 12:10	14853	SE07	0721	30	3	Victoria del Portete Cdla. Kennedy
91	jun-10	06/06/2010 11:30	13/06/2010 13:20	17699	SE07	0721	50	3	Ricaurte
92	may-10	22/05/2010 14:40	29/05/2010 14:30	1827	SE05	0523	45	3	Av. Ordóñez Lazo Santa María
93	may-10	26/04/2010 13:40	03/05/2010 13:30	4032	SE01	0102	160	3	Gran Colombia y Hermano Miguel
94	may-10	04/05/2010 14:00	00/01/1900 0:00	5976	SE02	0203	200	3	Coronel Tálbot y Sucre



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
95	may-10	04/05/2010 13:50	00/01/1900 0:00	6546	SE02	0203	150	3	Bolívar y Miguel Vélez
96	may-10	05/04/2010 16:50	00/01/1900 0:00	6560	SE02	0203	300	3	Padre Aguirre y Santa Teresita
97	may-10	26/04/2010 12:20	03/05/2010 12:10	6564	SE01	0102	400	3	Luis Cordero y Sangurima
98	may-10	04/05/2010 15:30	11/05/2010 16:30	6577	SE02	0203	400	3	Juan Montalvo y Presidente Córdova
99	may-10	05/12/2010 15:10	19/05/2010 15:00	8475	SE05	0521	15	1	Panamericana Sur y entrada a Baños
100	may-10	05/12/2010 16:10	19/05/2010 16:00	14309	SE05	0521	25	1	Calle Beethoven Narancay-Baños
101	may-10	05/12/2010 8:30	19/05/2010 8:20	18356	SE05	0521	45	3	Narancay Bajo
102	may-10	26/04/2010 15:10	03/05/2010 15:00	20151	SE01	0102	450	3	Sangurima y Hermano Miguel
103	mar-10	13/03/2010 14:10	20/03/2010 14:00	1462	SE05	0526	15	1	Camino a San Pedro del cebollar
104	mar-10	03/03/2010 18:20	10/03/2010 18:10	1917	SE04	0421	75	3	Cojimíes Uncovia
105	mar-10	05/03/2010 13:50	12/03/2010 13:40	3390	SE04	0421	37,5	1	Av. Del Toril (Uncovia)
106	mar-10	13/03/2010 15:40	20/03/2010 15:30	4035	SE05	0526	25	1	Calle del mirto (El tejlar)
107	mar-10	03/03/2010 17:30	10/03/2010 17:20	4072	SE04	0421	25	1	Colegio de Médicos(tejlar Ricaurte)
108	mar-10	03/03/2010 12:40	10/03/2010 12:30	4696	SE04	0421	100	3	Octavio Chacón P industrial
109	mar-10	13/03/2010 11:50	20/03/2010 11:40	9457	SE05	0526	15	1	Mutualista Azuay
110	mar-10	13/03/2010 17:50	20/03/2010 17:40	9983	SE05	0526	25	1	Francisco Cisneros y C Berrezueta Feria libre



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
111	mar-10	13/03/2010 12:50	20/03/2010 12:40	14802	SE05	0526	15	1	San pedro
112	mar-10	13/03/2010 16:50	20/03/2010 16:40	15403	SE05	0526	45	3	Puertas del sol
113	feb-10	03/02/2010 12:20	10/02/2010 12:10	384	SE02	0201	37,5	1	Calle del Retorno y Alfonso Jerves
114	feb-10	13/02/2010 16:50	20/02/2010 16:40	1449	SE03	0322	75	3	Charapoto y Chontahuasi Totoracocha
115	feb-10	13/02/2010 17:20	20/02/2010 17:10	4521	SE03	0322	50	3	Yanahurco
116	feb-10	13/02/2010 17:50	20/02/2010 17:40	4583	SE03	0322	75	3	Las Retamas y Sarahurco
117	feb-10	03/02/2010 12:00	10/02/2010 11:50	4744	SE02	0201	125	3	Alfonso Jerves y Miguel Arteaga
118	feb-10	14/02/2010 12:50	21/02/2010 12:40	4869	SE03	0322	50	3	Autachi y González Suárez
119	feb-10	13/02/2010 16:20	20/02/2010 16:10	5802	SE03	0322	30	3	Bernardo Houssay y Rubén Darío
120	feb-10	13/02/2010 19:10	20/02/2010 19:00	5965	SE03	0322	25	1	Com. Viv. Etapa Altiplano
121	feb-10	03/02/2010 10:50	10/02/2010 10:40	6556	SE02	0201	300	3	Juan Jaramillo y Tomás Ordóñez
122	feb-10	03/02/2010 10:00	10/02/2010 9:50	6565	SE02	0201	300	3	Tomás Ordóñez y Sucre
123	feb-10	03/02/2010 13:20	10/02/2010 13:10	6579	SE02	0201	200	3	Alfonso Malo y Manuel Vega
124	feb-10	03/02/2010 8:50	10/02/2010 8:40	6584	SE02	0201	200	3	Sucre y Huayna Cápac
125	feb-10	13/02/2010 18:50	20/02/2010 18:40	6800	SE03	0322	25	1	Los Shiris y Epicachima
126	feb-10	13/02/2010 15:30	20/02/2010 15:20	14799	SE03	0322	15	1	San Camilo Alto Monay



No	MES DE REGISTRO	INICIO DE REGISTRO	FINAL DE REGISTRO	CODIGO TRAF0	SUB	ALIM	CAPACIDAD (kVA)	No. FASES	DIRECCION
127	ene-10	29/12/2009 9:10	05/01/2010 13:00	6349	SE04	0422	30	3	Rumiloma y Guagualoma Jacaranda
128	ene-10	29/12/2009 10:00	05/01/2010 15:50	13677	SE04	0422	38	1	Calle Vieja y Barabón
129	ene-10	29/12/2009 10:40	05/01/2010 16:30	17661	SE04	0422	30	3	Av. España y Av. Gil Ramírez Dávalos

**ANEXO 6.2****MEDICIONES REGISTRADAS EN TRANSFORMADORES SELECCIONADOS**

No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	POTENCIA MEDIA (W)				POTENCIA MAXIMA (W)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
1	ago-11	526	7460,19	5134,77	9349,80	21784,00	18210,51	11565,34	18680,97	44967,61
2	ago-11	2007	7226,87	7671,74	9322,16	24050,08	17348,01	16446,31	18288,92	46712,21
3	ago-11	4404	1776,79	1565,32		3328,37	8134,94	5282,81		12241,62
4	ago-11	6356	2362,85	8267,38	7925,58	18442,37	10585,23	17838,07	15877,84	37734,38
5	ago-11	15148	5333,48	5816,05	3859,77	14841,31	14192,05	17975,28	18386,93	40753,12
6	ago-11	19500	2406,93	2941,61		5315,21	9213,07	11281,11		17387,22
7	ago-11	19535	2602,78	3220,20		5788,17	9144,46	8723,01		17024,57
8	jul-11	120	19572,86	18133,68	21330,13	58817,09	44105,11	37675,57	44281,53	105440,63
9	jul-11	16759	4640,97	4889,02		9462,73	16544,32	14740,91		27217,76
10	jul-11	18819	9465,53	10139,57	8256,95	27599,28	26227,84	22405,40	22640,63	59630,11
11	jun-11	770	3198,36	3577,75		6688,52	12025,99	14221,45		20405,96
12	jun-11	1845	4390,11	4558,98		8881,91	11398,72	14309,66		21709,52
13	jun-11	2300	4827,23	4518,15	2740,04	11945,89	14936,93	17250,00	11918,18	30305,12
14	jun-11	5875	4752,37	7932,69	6929,93	19448,04	13996,02	21248,86	17171,59	46418,19
15	jun-11	14010	8446,71	6915,91	8183,77	23312,70	20543,18	18249,72	17093,18	48143,18
16	may-11	1329	2197,49	2655,66		4793,62	7703,69	11575,14		14319,46
17	may-11	3398	2543,53	2308,41		4799,68	7635,09	6919,60		13329,55
18	may-11	4332	5724,20	7100,17		12705,41	16475,71	21444,89		33284,66
19	mar-11	5605	1358,76	1923,10		3209,79	8546,59	8752,41		14182,25
20	mar-11	5608	1947,81	2294,69		4189,57	10085,37	8674,01		13407,96
21	mar-11	6317	4274,89	4414,83		8567,86	14584,09	13417,76		22356,39
22	mar-11	7668	2006,14	3403,03		5336,27	6076,70	7968,32		13770,60



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	POTENCIA MEDIA (W)				POTENCIA MAXIMA (W)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
23	mar-11	13080	2118,10	1718,05		3788,21	9056,25	5527,84		13015,91
24	mar-11	20371	7332,00	3734,99	6705,94	17659,86	19915,91	16995,17	15152,56	45575,29
25	feb-11	1324	4418,14	5567,75		9890,28	14848,72	16309,09		27854,83
26	feb-11	13976	4645,91	5961,87		10539,26	14339,06	16936,36		29226,99
27	ene-11	183	35652,68	35096,79	38616,30	109078,46	71665,91	69352,84	74116,19	202961,93
28	ene-11	5971	21992,12	25032,06	32066,21	78774,88	44614,77	46300,57	64021,02	141508,81
29	ene-11	6509	4771,66	5486,85	4600,30	14665,75	18073,30	17093,18	14348,86	42360,51
30	ene-11	6550	38060,59	38435,49	38285,28	114457,40	75272,73	71567,90	80016,48	212763,07
31	ene-11	6552	36392,00	31709,36	33424,19	103578,20	74821,88	65314,77	69725,28	193278,40
32	ene-11	6553	37823,23	37292,53	45121,45	119995,47	91346,59	83250,85	109008,24	272099,15
33	ene-11	6554	26332,42	20503,58	22675,23	69293,12	59120,45	44810,80	48888,07	141763,64
34	ene-11	6578	21948,89	22658,19	22658,19	69517,63	46496,59	48515,63	48515,63	132080,12
35	ene-11	6581	24872,55	26170,54	26865,02	77634,76	48103,98	52867,33	48986,08	138705,68
36	ene-11	8740	4359,14	6473,96	3588,17	14226,70	15387,78	21131,25	11094,89	36538,64
37	ene-11	14660	3924,94	5818,81		9678,38	11437,93	14858,52		23434,52
38	ene-11	15151	4196,71	6087,61	3572,64	13659,96	14074,43	17348,01	14897,73	34264,78
39	ene-11	17661	2272,04	2596,16	2511,26	7243,80	10055,97	14290,06	9213,07	19367,05
40	dic-10	935	2575,56	2630,30	2207,97	7265,42	12212,22	12506,25	12094,60	24287,22
41	dic-10	2345	9172,52	12982,10	11067,80	33597,62	21836,93	29756,25	27619,60	68509,95
42	dic-10	2470	8139,77	11290,29	5152,07	24438,63	19543,47	23385,51	13505,97	49711,36
43	dic-10	3835	4105,24	6588,20	3669,64	14233,55	10095,17	14250,85	11584,64	30755,96
44	dic-10	6495	8501,35	7434,28	6280,16	22048,30	23797,16	18230,11	16034,66	45888,93
45	dic-10	6529	8422,94	7690,23	3275,51	19233,02	23738,35	24600,85	11624,15	52240,06
46	dic-10	8735	5232,58	6869,17	2790,45	14773,48	18739,77	22425,00	18524,15	40831,54
47	dic-10	14882	3710,23	3388,21		7045,13	9722,73	8389,77		15279,97



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	POTENCIA MEDIA (W)				POTENCIA MAXIMA (W)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
48	nov-10	41	3421,97	4844,48	6924,26	15040,78	12075,00	12800,28	14838,92	33323,86
49	nov-10	1477	4909,86	7086,18	6695,81	18514,06	15525,00	19759,09	18700,57	44908,81
50	nov-10	2435	2137,38	2897,86	3686,27	8593,54	10036,36	10036,36	11898,58	23503,13
51	nov-10	3169	7893,37	9650,22	9693,73	27094,37	17053,98	23816,76	20229,55	57728,70
52	nov-10	4312	8142,64	9078,56	6446,01	23516,82	20641,59	20111,93	15642,61	48358,80
53	nov-10	5515	9076,07	7898,73	5390,89	22213,05	21954,55	20209,94	15838,64	50456,25
54	nov-10	6465	5212,79	7550,43	7283,43	19579,25	18759,38	23503,13	19092,61	54592,33
55	nov-10	7780	3278,86	3894,91	3589,53	10623,77	11506,53	14368,47	11153,69	26855,12
56	nov-10	8750	10849,86	10615,00	10407,94	31778,36	24051,99	22660,23	27149,15	69058,81
57	nov-10	13176	3564,17	2988,35	5601,80	12021,21	13133,52	12859,09	11859,38	28325,28
58	nov-10	14020	5902,81	4424,96	5028,36	15127,00	17151,99	16367,90	16485,51	41733,23
59	nov-10	15596	6284,62	7264,76	7800,47	21110,01	19131,82	19759,09	22542,61	49025,28
60	nov-10	17297	3372,25	4131,06	2956,69	10284,50	12310,23	13094,32	10428,41	30207,11
61	sep-10	1578	252,18	3282,42		3502,56	1793,61	13643,18		13202,13
62	sep-10	5809	3345,40	3144,09	4496,14	10835,90	10781,25	10996,88	15132,95	27423,58
63	sep-10	3170	1921,97	3166,72	2449,07	7445,36	7782,10	12565,06	8664,20	25835,80
64	sep-10	4377	2859,13	4304,40	7633,73	14600,50	13603,98	16838,35	24189,20	36205,40
65	sep-10	5465	4750,87	4385,40		9055,89	11800,57	10947,87		20072,73
66	sep-10	5650	5320,71	4327,36	5905,18	15396,59	14838,92	15250,57	15172,16	35499,72
67	sep-10	9850	6920,81	10604,04	6260,49	23585,35	24816,48	23699,15	16563,92	53886,65
68	sep-10	16378	3810,68	5344,63		9132,89	9546,31	12182,81		20004,12
69	ago-10	569	7395,89	6320,50		13648,51	19739,49	18935,80		34441,20
70	ago-10	2553	4234,75	3096,77		7241,30	14848,72	11085,09		22875,85
71	ago-10	3081	3814,76	5378,37		9119,30	13407,95	13829,40		24218,61
72	ago-10	5863	6453,80	7914,21	6471,21	20696,34	23209,09	15877,84	14564,49	42674,15



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	POTENCIA MEDIA (W)				POTENCIA MAXIMA (W)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
73	ago-10	5901	5070,97	7145,56	4265,33	16379,92	12525,85	16269,89	10369,90	32480,97
74	ago-10	5978	29277,48	28820,24	22461,44	80275,70	65628,41	51867,61	45359,66	123396,31
75	ago-10	6547	24346,67	21459,86	24796,37	70464,03	51299,15	50652,27	55572,44	149349,72
76	ago-10	6555	20732,50	23548,52	21291,89	65330,19	46261,36	48123,58	40635,51	128453,69
77	ago-10	6557	17935,29	27008,25	22989,94	67703,86	38616,48	56709,38	49711,36	139097,73
78	ago-10	6580	33591,96	31038,38	32332,28	96669,93	65491,19	57571,88	59728,13	170206,53
79	ago-10	6583	21322,86	23684,50	24119,84	68980,32	47692,33	49182,10	48378,41	134157,95
80	ago-10	14470	1892,12	1300,61		3153,56	6723,58	4871,16		9026,85
81	jul-10	2069	7380,53	9969,10	8858,60	26012,29	19974,72	23150,28	24796,88	58199,15
82	jul-10	2509	4154,15	3986,16		8072,64	12378,84	11085,09		20288,36
83	jul-10	5878	6649,36	8386,61	6475,01	21380,95	21268,47	20503,98	18367,33	47359,09
84	jul-10	5899	5409,57	9434,49	10883,46	25496,20	15564,20	26227,87	25090,91	57003,41
85	jul-10	6362	1836,48	2587,15	910,79	5253,25	7742,90	7213,64	4057,67	15485,80
86	jul-10	6411	3450,26	5015,06	5439,07	13753,21	12408,24	17269,60	16857,95	31128,41
87	jul-10	15157	5266,63	6255,65	789,70	12154,71	15662,22	16661,93	5919,89	36715,06
88	jul-10	15780	2524,63	1302,95		3778,83	10340,20	7713,49		13849,01
89	jun-10	14850	2693,32	3288,04	4291,02	10158,22	10016,76	12800,28	11722,16	23385,51
90	jun-10	14853	2261,01	4087,71	3165,57	9375,02	6468,75	12506,25	11682,95	24130,40
91	jun-10	17699	3121,89	2459,75	3818,00	9303,17	9467,90	8644,60	10350,00	21974,14
92	may-10	1827	3919,40	5936,56	5245,93	14944,17	12271,02	17544,03	17798,86	39753,41
93	may-10	4032	10778,49	9848,68	10856,30	31379,97	29717,05	33911,93	31128,41	86681,24
94	may-10	5976	3174,71	18391,88	11950,96	33335,23	13211,93	43007,39	27364,77	69509,66
95	may-10	6546	14558,97	11506,77	9779,22	35699,03	30461,93	24659,66	22973,86	66569,32
96	may-10	6560	32744,62	35259,59	9481,86	77249,42	63550,57	68333,52	23248,30	145801,71
97	may-10	6564	32089,58	37967,26	34915,07	104625,11	73469,32	92365,91	73704,55	233580,68



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	POTENCIA MEDIA (W)				POTENCIA MAXIMA (W)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
98	may-10	6577	31085,51	26754,69	29374,33	86912,10	69862,50	59865,34	58493,18	183947,73
99	may-10	8475	856,29	2407,31		3241,08	2930,54	7605,68		9948,15
100	may-10	14309	2485,53	2552,52		4968,37	6145,31	8566,19		13133,52
101	may-10	18356	2619,70	4838,33	3507,15	10900,46	7840,91	12623,86	12819,89	26482,67
102	may-10	20151	49528,36	46660,47	40669,66	136647,99	97070,45	94365,34	87778,98	267649,43
103	mar-10	1462	4327,70	3857,93		8119,37	13154,11	12710,11		23582,51
104	mar-10	1917	11138,06	13312,76	13402,16	37662,15	27070,74	31344,03	30481,53	83564,48
105	mar-10	3390	6716,36	3967,61		10526,95	19935,51	14074,43		27727,41
106	mar-10	4035	4437,49	4671,06		9046,73	11183,10	10634,23		21317,47
107	mar-10	4072	5153,33	6549,88		11579,99	15074,15	18151,70		29638,63
108	mar-10	4696	794,55	972,34	746,75	2447,80	7390,06	6292,33	3881,25	12231,81
109	mar-10	9457	2400,25	3374,57		5702,32	9514,94	13415,80		16879,52
110	mar-10	9983	7120,84	4117,21		11133,90	23640,34	11526,14		32196,73
111	mar-10	14802	3380,00	2662,07		5978,85	10879,26	10526,42		18876,99
112	mar-10	15403	3115,94	3813,23	4623,30	11456,05	7252,84	11477,73	9467,90	24032,39
113	feb-10	384	2825,30	1991,40		4770,67	8654,40	8154,55		12731,67
114	feb-10	1449	5685,75	3820,32	4253,67	13616,37	21523,30	18151,70	20072,73	38890,91
115	feb-10	4521	4205,13	5934,69	5907,84	15883,93	12702,27	16015,06	16113,07	35127,28
116	feb-10	4583	5882,17	7388,74	5775,56	18844,82	17191,19	25522,16	21288,07	44614,78
117	feb-10	4744	7939,34	14525,24	11919,08	34140,41	28638,92	34009,94	28305,68	75801,99
118	feb-10	4869	5300,26	5047,56	2732,00	12947,90	16818,75	14897,73	8625,00	32892,62
119	feb-10	5802	966,27	1732,30	1040,41	3680,79	6664,77	6939,20	4214,49	15583,81
120	feb-10	5965	5619,98	4510,65		10067,10	15848,44	13662,78		24238,21
121	feb-10	6556	33785,83	35623,51	30871,83	100048,19	73920,17	73724,15	70078,13	209861,93
122	feb-10	6565	30246,70	30154,58	30615,10	90811,65	64589,49	57042,61	62296,02	174068,19



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	POTENCIA MEDIA (W)				POTENCIA MAXIMA (W)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL	Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
123	feb-10	6579	14831,43	16792,73	15672,91	47078,92	33421,88	34970,45	32284,94	86975,28
124	feb-10	6584	11675,55	10753,14	9117,00	31371,32	28580,11	26600,28	24816,48	70685,80
125	feb-10	6800	3025,54	4188,57		7130,85	12075,00	12437,64		20856,82
126	feb-10	14799	1984,48	509,84		2432,33	7439,06	3410,80		8742,62
127	ene-10	6349	4413,53	3091,02	2545,68	9946,07	13937,22	12761,08	10330,40	25737,79
128	ene-10	13677	5530,47	5103,29		10516,98	18024,29	16701,14		29403,41
129	ene-10	17661	2175,85	2532,40	2365,13	6998,61	11604,55	8723,01	13701,99	22366,19

**ANEXO 6.3****MEDICIONES REGISTRADAS EN TRANSFORMADORES SELECCIONADOS**

No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	ENERGIA (Wh)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
1	ago-11	526	1246818,96	859958,38	1552934,64	3659711,98
2	ago-11	2007	1203694,04	1280969,44	1555750,75	4040414,23
3	ago-11	4404	297235,84	261930,59		559166,43
4	ago-11	6356	390905,25	1381483,45	1325930,60	3098319,30
5	ago-11	15148	888829,45	966908,38	637603,28	2493341,11
6	ago-11	19500	401154,08	491801,48		892955,56
7	ago-11	19535	434636,50	537776,83		972413,33
8	jul-11	120	3272573,41	3039401,12	3569296,35	9881270,88
9	jul-11	16759	773608,49	816130,94		1589739,43
10	jul-11	18819	1575794,06	1687121,98	1373763,42	4636679,46
11	jun-11	770	531785,07	591885,65		1123670,72
12	jun-11	1845	731725,07	760435,87		1492160,94
13	jun-11	2300	804928,24	750077,77	451904,31	2006910,32
14	jun-11	5875	788700,84	1322029,68	1156540,60	3267271,12
15	jun-11	14010	1404045,73	1144550,67	1367938,26	3916534,66
16	may-11	1329	365710,06	439618,33		805328,39
17	may-11	3398	424317,32	382028,81		806346,13
18	may-11	4332	951979,64	1182529,94		2134509,58
19	mar-11	5605	222214,63	317030,96		539245,59
20	mar-11	5608	323373,93	380473,55		703847,48
21	mar-11	6317	705727,55	733672,23		1439399,78



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	ENERGIA (Wh)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
22	mar-11	7668	331067,75	565425,97		896493,72
23	mar-11	13080	349560,91	286857,83		636418,74
24	mar-11	20371	1220891,60	623303,65	1122661,49	2966856,74
25	feb-11	1324	734183,66	927383,59		1661567,25
26	feb-11	13976	774474,42	996120,69		1770595,11
27	ene-11	183	5974145,52	5879025,44	6472010,69	18325181,65
28	ene-11	5971	3675929,36	4191197,94	5367053,15	13234180,45
29	ene-11	6509	791050,00	912087,33	760708,75	2463846,08
30	ene-11	6550	6380330,90	6437641,36	6410871,10	19228843,36
31	ene-11	6552	6102455,44	5315215,20	5983466,59	17401137,23
32	ene-11	6553	6340721,00	6250357,97	7568159,99	20159238,96
33	ene-11	6554	4412426,05	3433119,36	3795699,22	11641244,63
34	ene-11	6578	3670878,45	3794425,08	3794425,08	11259728,61
35	ene-11	6581	4162578,00	4382591,37	4497470,00	13042639,37
36	ene-11	8740	719423,22	1075873,99	594788,59	2390085,80
37	ene-11	14660	654395,81	971571,94		1625967,75
38	ene-11	15151	694799,21	1015025,62	585049,66	2294874,49
39	ene-11	17661	376184,02	428731,17	412043,30	1216958,49
40	dic-10	935	425385,69	434612,05	360593,66	1220591,40
41	dic-10	2345	1623506,05	2171405,89	1849487,61	5644399,55
42	dic-10	2470	1359470,07	1890119,76	856099,95	4105689,78
43	dic-10	3835	683031,64	1098831,70	609372,53	2391235,87
44	dic-10	6495	1420714,09	1238135,12	1045265,10	3704114,31
45	dic-10	6529	1404656,48	1282070,50	544420,59	3231147,57
46	dic-10	8735	870471,82	1145815,17	465658,59	2481945,58



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	ENERGIA (Wh)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
47	dic-10	14882	617388,46	566193,73		1183582,19
48	nov-10	41	566649,64	805797,23	1154404,10	2526850,97
49	nov-10	1477	813550,00	1180226,99	1116584,73	3110361,72
50	nov-10	2435	353644,66	478455,68	611613,97	1443714,31
51	nov-10	3169	1319696,99	1611924,54	1620232,61	4551854,14
52	nov-10	4312	1357209,20	1517288,01	1076328,25	3950825,46
53	nov-10	5515	1516314,22	1318266,16	897212,54	3731792,92
54	nov-10	6465	847883,33	1240049,69	1201380,95	3289313,97
55	nov-10	7780	545724,18	644065,34	595004,22	1784793,74
56	nov-10	8750	1814523,79	1777713,95	1746526,60	5338764,34
57	nov-10	13176	590649,28	495960,56	932954,14	2019563,98
58	nov-10	14020	980002,81	730893,55	830440,68	2541337,04
59	nov-10	15596	1040031,21	1211120,13	1295331,25	3546482,59
60	nov-10	17297	556133,12	682975,99	488687,92	1727797,03
61	sep-10	1578	44856,64	543574,29		588430,93
62	sep-10	5809	554381,89	519339,57	746709,54	1820431,00
63	sep-10	3170	318389,96	525752,67	406678,69	1250821,32
64	sep-10	4377	475949,74	710693,51	1266241,65	2452884,90
65	sep-10	5465	790616,69	730772,71		1521389,40
66	sep-10	5650	887192,47	717345,25	982090,31	2586628,03
67	sep-10	9850	1149908,64	1770029,79	1042400,00	3962338,43
68	sep-10	16378	638475,42	895849,98		1534325,40
69	ago-10	569	1236959,19	1055990,90		2292950,09
70	ago-10	2553	705738,96	510799,20		1216538,16
71	ago-10	3081	631862,79	900178,87		1532041,66



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	ENERGIA (Wh)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
72	ago-10	5863	1075580,17	1321062,64	1080343,30	3476986,11
73	ago-10	5901	845740,31	1195732,19	710353,82	2751826,32
74	ago-10	5978	4891704,76	4835142,43	3759471,02	13486318,21
75	ago-10	6547	4084254,53	3594998,05	4158704,07	11837956,65
76	ago-10	6555	3469978,00	3939302,36	3566192,78	10975473,14
77	ago-10	6557	2995142,34	4525250,08	3853855,88	11374248,30
78	ago-10	6580	5621477,75	5200741,33	5418329,56	16240548,64
79	ago-10	6583	3572929,34	3969999,40	4045765,48	11588694,22
80	ago-10	14470	314683,42	215115,38		529798,80
81	jul-10	2069	1228441,79	1663184,39	1478439,52	4370065,70
82	jul-10	2509	693260,50	662942,11		1356202,61
83	jul-10	5878	1110812,01	1400380,01	1080807,33	3591999,35
84	jul-10	5899	902152,22	1567247,81	1813961,87	4283361,90
85	jul-10	6362	304903,65	427571,38	150071,82	882546,85
86	jul-10	6411	575522,78	830290,36	904726,83	2310539,97
87	jul-10	15157	870370,37	1042360,81	129260,42	2041991,60
88	jul-10	15780	420184,53	214659,82		634844,35
89	jun-10	14850	447284,69	545799,18	713496,71	1706580,58
90	jun-10	14853	374658,25	676686,98	523658,41	1575003,64
91	jun-10	17699	520231,45	408086,85	634613,88	1562932,18
92	may-10	1827	649315,75	986670,62	874633,93	2510620,30
93	may-10	4032	1801847,71	1648956,60	1821031,80	5271836,11
94	may-10	5976	529379,07	3073897,98	1991486,64	5594763,69
95	may-10	6546	2437928,28	1922042,32	1631517,09	5991487,69
96	may-10	6560	5468008,45	5891260,79	1580008,67	12939277,91



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	ENERGIA (Wh)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
97	may-10	6564	5370565,50	6359349,95	5847103,41	17577018,86
98	may-10	6577	5184507,25	4460301,19	4898483,83	14543292,27
99	may-10	8475	142846,66	401655,52		544502,18
100	may-10	14309	411094,07	423592,02		834686,09
101	may-10	18356	436591,58	810701,05	583984,59	1831277,22
102	may-10	20151	8307691,68	7825429,99	6823740,85	22956862,52
103	mar-10	1462	722448,79	641605,25		1364054,04
104	mar-10	1917	1858073,48	2226890,23	2242277,92	6327241,63
105	mar-10	3390	1113064,43	655462,44		1768526,87
106	mar-10	4035	741135,97	778715,00		1519850,97
107	mar-10	4072	857200,91	1088238,19		1945439,10
108	mar-10	4696	130788,65	158697,01	121743,14	411228,80
109	mar-10	9457	399672,05	558317,50		957989,55
110	mar-10	9983	1185427,89	685066,70		1870494,59
111	mar-10	14802	563761,43	440685,39		1004446,82
112	mar-10	15403	519764,03	632817,08	772035,47	1924616,58
113	feb-10	384	470211,29	331262,23		801473,52
114	feb-10	1449	944748,02	635388,12	707413,28	2287549,42
115	feb-10	4521	697357,38	985772,22	985370,54	2668500,14
116	feb-10	4583	979205,57	1230552,45	956172,86	3165930,88
117	feb-10	4744	1320157,83	2425500,40	1989931,27	5735589,50
118	feb-10	4869	882043,67	840415,04	452789,79	2175248,50
119	feb-10	5802	158631,41	287398,79	172343,37	618373,57
120	feb-10	5965	938927,71	752345,02		1691272,73
121	feb-10	6556	5662312,62	5970956,96	5174827,17	16808096,75



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAFO	ENERGIA (Wh)			
			Fase A	Fase B	Fase C	TOTAL
122	feb-10	6565	5068376,82	5056122,13	5131858,80	15256357,75
123	feb-10	6579	2475273,79	2810119,79	2623865,49	7909259,07
124	feb-10	6584	1951576,24	1795819,84	1522985,54	5270381,62
125	feb-10	6800	501141,80	696841,11		1197982,91
126	feb-10	14799	327555,61	81074,96		408630,57
127	ene-10	6349	734631,08	514566,19	421742,99	1670940,26
128	ene-10	13677	920238,59	846614,18		1766852,77
129	ene-10	17661	360678,61	422834,09	392254,65	1175767,35

**ANEXO 6.4****REGISTROS DE LECTURA Y FACTURACIÓN EN TRANSFORMADORES SELECCIONADOS**

No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO EN EL MES DE ANALISIS (kWh)	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	TIPOS DE CLIENTES			
						RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
1	ago-11	526	68	14984	220,35	24	44	0	0
2	ago-11	2007	44	11068	251,55	30	14	0	0
3	ago-11	4404	29	2443	84,24	29	0	0	0
4	ago-11	6356	56	13339	238,20	48	5	3	0
5	ago-11	15148	75	9844	131,25	73	0	2	0
6	ago-11	19500	25	3267	130,68	25	0	0	0
7	ago-11	19535	29	3999	137,90	27	0	2	0
8	jul-11	120	271	36068	133,09	221	40	10	0
9	jul-11	16759	63	5632	89,40	60	0	3	0
10	jul-11	18819	109	17265	158,39	93	13	3	0
11	jun-11	770	29	4571	157,62	29	0	0	0
12	jun-11	1845	52	5651	108,67	49	2	1	0
13	jun-11	2300	64	8545	133,52	58	1	5	0
14	jun-11	5875	60	12929	215,48	54	5	1	0
15	jun-11	14010	79	13468	170,48	70	4	5	0
16	may-11	1329	31	3841	123,90	17	12	0	0
17	may-11	3398	34	3877	114,03	34	0	0	0
18	may-11	4332	55	7205	131,00	51	3	1	0
19	mar-11	5605	18	1850	102,78	18	0	0	0
20	mar-11	5608	30	2451	81,70	27	1	2	0



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO EN EL MES DE ANALISIS (kWh)	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	TIPOS DE CLIENTES			
						RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
21	mar-11	6317	41	5228	127,51	39	0	2	0
22	mar-11	7668	18	2881	160,06	18	0	0	0
23	mar-11	13080	19	2134	112,32	19	0	0	0
24	mar-11	20371	64	10371	162,05	47	14	3	0
25	feb-11	1324	45	6811	151,36	31	9	5	0
26	feb-11	13976	59	6334	107,36	58	0	1	0
27	ene-11	183	406	83270	205,10	235	162	7	2
28	ene-11	5971	325	54866	168,82	256	62	6	1
29	ene-11	6509	51	9921	194,53	39	2	10	0
30	ene-11	6550	680	82168	120,84	291	381	6	2
31	ene-11	6552	407	114731	281,89	201	202	4	0
32	ene-11	6553	468	96587	206,38	243	221	4	0
33	ene-11	6554	383	51309	133,97	236	141	6	0
34	ene-11	6578	398	76472	192,14	301	84	11	2
35	ene-11	6581	325	48693	149,82	220	90	10	5
36	ene-11	8740	60	8938	148,97	55	0	5	0
37	ene-11	14660	47	6476	137,79	43	4	0	0
38	ene-11	15151	47	7759	165,09	44	2	1	0
39	ene-11	17661	43	4930	114,65	35	2	6	0
40	dic-10	935	91	4612	50,68	90	1	0	0
41	dic-10	2345	146	19729	135,13	115	23	8	0
42	dic-10	2470	67	17204	256,78	51	13	3	0
43	dic-10	3835	52	8140	156,54	50	2	0	0



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO EN EL MES DE ANALISIS (kWh)	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	TIPOS DE CLIENTES			
						RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
44	dic-10	6495	99	11873	119,93	76	20	2	1
45	dic-10	6529	82	12000	146,34	64	15	3	0
46	dic-10	8735	83	14401	173,51	73	10	0	0
47	dic-10	14882	29	4287	147,83	28	0	1	0
48	nov-10	41	60	9762	162,70	48	11	1	0
49	nov-10	1477	84	10387	123,65	78	5	1	0
50	nov-10	2435	41	5635	137,44	38	3	0	0
51	nov-10	3169	113	20186	178,64	104	6	2	1
52	nov-10	4312	86	13872	161,30	46	38	2	0
53	nov-10	5515	79	11750	148,73	63	12	4	0
54	nov-10	6465	66	12664	191,88	48	11	7	0
55	nov-10	7780	72	7927	110,10	59	3	10	0
56	nov-10	8750	49	38100	777,55	17	31	1	0
57	nov-10	13176	27	9178	339,93	13	11	3	0
58	nov-10	14020	70	9841	140,59	66	0	4	0
59	nov-10	15596	96	14969	155,93	88	6	2	0
60	nov-10	17297	55	9554	173,71	49	1	5	0
61	sep-10	1578	32	3994	124,81	31	1	0	0
62	sep-10	5809	50	6428	128,56	47	3	0	0
63	sep-10	3170	28	4437	158,46	26	1	0	1
64	sep-10	4377	73	9146	125,29	69	3	1	0
65	sep-10	5465	33	5496	166,55	32	0	1	0
66	sep-10	5650	58	10353	178,50	51	7	0	0



No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO EN EL MES DE ANALISIS (kWh)	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	TIPOS DE CLIENTES			
						RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
67	sep-10	9850	110	15174	137,95	101	7	2	0
68	sep-10	16378	45	7602	168,93	36	7	2	0
69	ago-10	569	45	6966	154,80	42	1	2	0
70	ago-10	2553	38	4265	112,24	37	1	0	0
71	ago-10	3081	34	6682	196,53	32	1	1	0
72	ago-10	5863	68	12354	181,68	55	7	6	0
73	ago-10	5901	21	6021	286,71	19	2	0	0
74	ago-10	5978	147	52471	356,95	48	98	1	0
75	ago-10	6547	207	54375	262,68	89	117	1	0
76	ago-10	6555	229	48811	213,15	124	105	0	0
77	ago-10	6557	292	46105	157,89	224	65	3	0
78	ago-10	6580	409	56495	138,13	204	198	4	3
79	ago-10	6583	410	50649	123,53	291	113	6	0
80	ago-10	14470	23	2013	87,52	23	0	0	0
81	jul-10	2069	113	19069	168,75	105	5	3	0
82	jul-10	2509	54	5688	105,33	48	5	1	0
83	jul-10	5878	78	11284	144,67	59	10	9	0
84	jul-10	5899	115	17072	148,45	97	12	6	0
85	jul-10	6362	24	2862	119,25	23	1	0	0
86	jul-10	6411	58	8156	140,62	56	2	0	0
87	jul-10	15157	82	12185	148,60	73	5	4	0
88	jul-10	15780	37	2675	72,30	35	0	2	0
89	jun-10	14850	49	6036	123,18	43	4	1	1



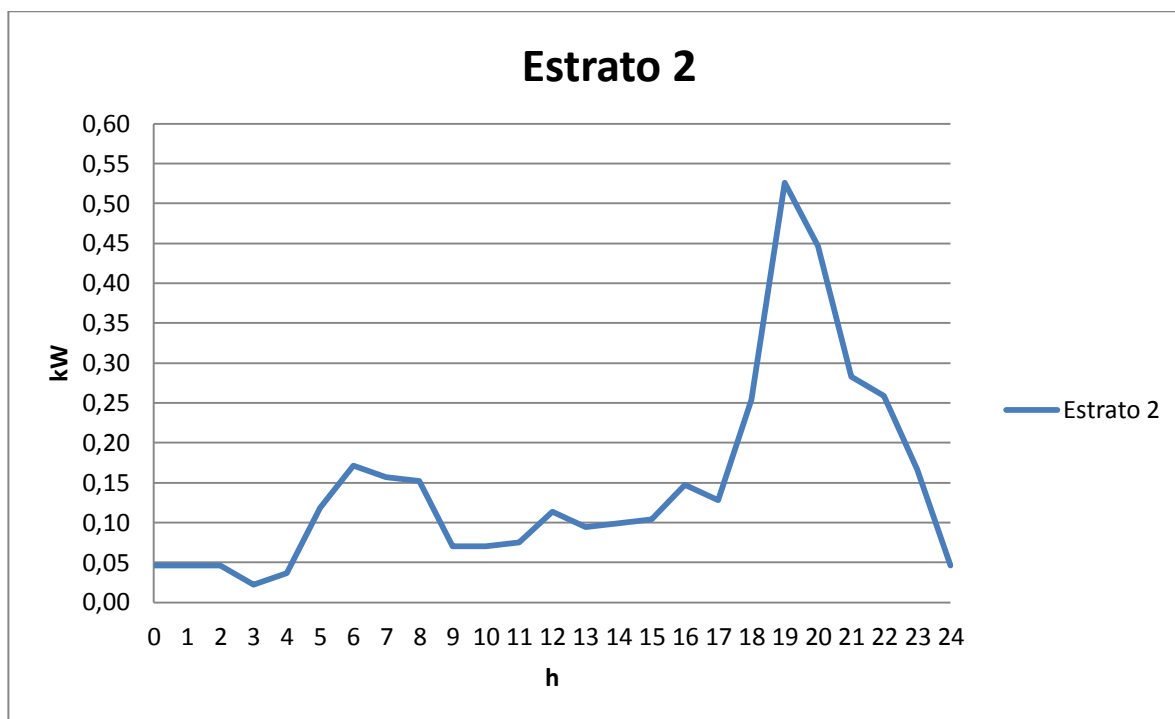
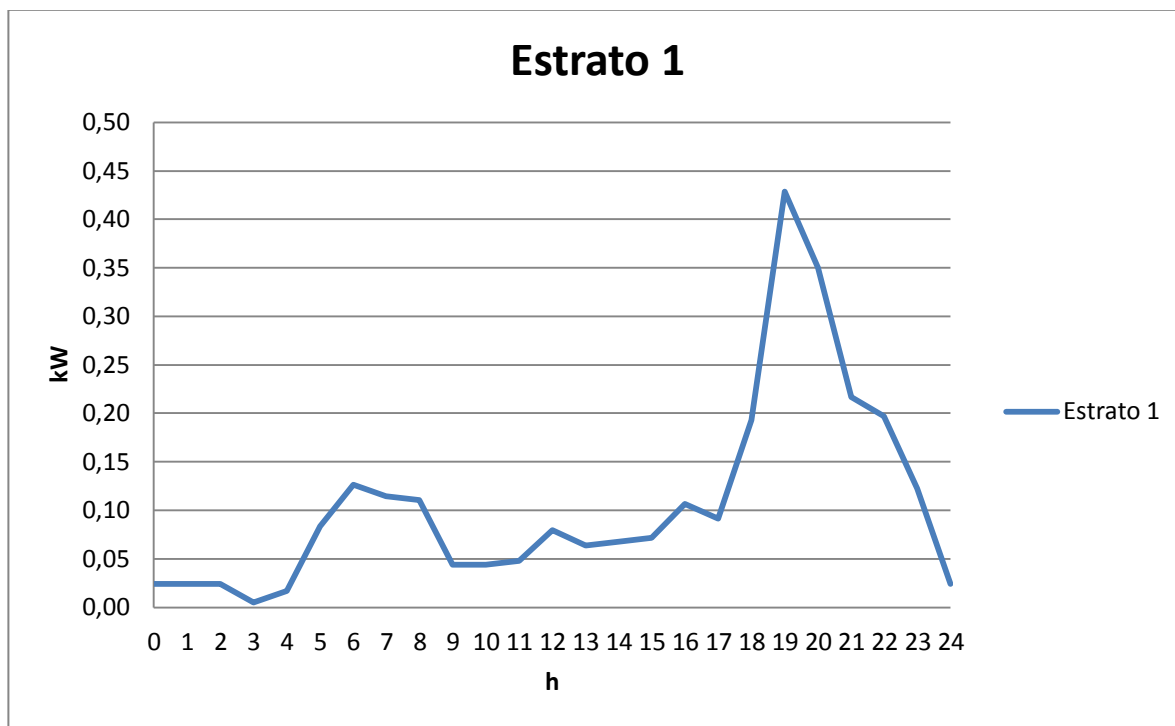
No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO EN EL MES DE ANALISIS (kWh)	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	TIPOS DE CLIENTES			
						RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
90	jun-10	14853	44	6162	140,05	44	0	0	0
91	jun-10	17699	63	6448	102,35	58	0	5	0
92	may-10	1827	78	10067	129,06	74	2	2	0
93	may-10	4032	223	22799	102,24	40	183	0	0
94	may-10	5976	189	26200	138,62	133	51	5	0
95	may-10	6546	145	36837	254,05	102	40	3	0
96	may-10	6560	389	63356	162,87	211	170	6	2
97	may-10	6564	433	74248	171,47	243	189	1	0
98	may-10	6577	354	61088	172,56	218	130	2	4
99	may-10	8475	15	1361	90,73	13	0	2	0
100	may-10	14309	19	2722	143,26	19	0	0	0
101	may-10	18356	54	7426	137,52	49	3	2	0
102	may-10	20151	532	97007	182,34	245	284	3	0
103	mar-10	1462	44	4239	96,34	43	1	0	0
104	mar-10	1917	179	22280	124,47	163	10	6	0
105	mar-10	3390	38	5076	133,58	32	1	5	0
106	mar-10	4035	44	5564	126,45	43	0	1	0
107	mar-10	4072	47	7039	149,77	46	0	1	0
108	mar-10	4696	13	27376	2105,85	0	9	4	0
109	mar-10	9457	13	2230	171,54	13	0	0	0
110	mar-10	9983	43	4895	113,84	43	0	0	0
111	mar-10	14802	26	2487	95,65	25	0	1	0
112	mar-10	15403	53	8557	161,45	49	3	1	0



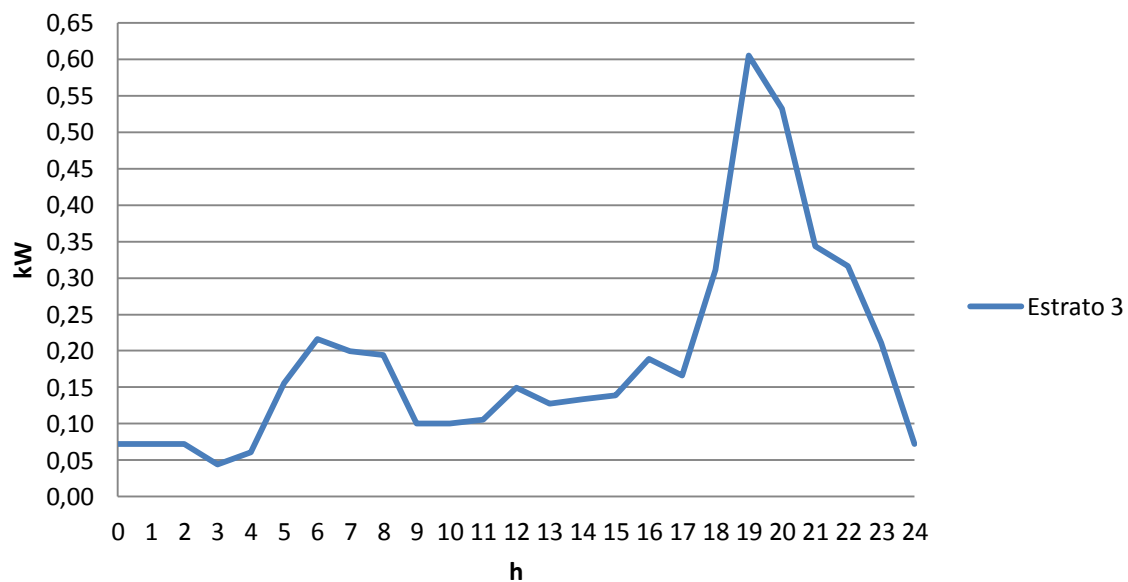
No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO EN EL MES DE ANALISIS (kWh)	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	TIPOS DE CLIENTES			
						RESIDENCIAL	COMERCIAL	INDUSTRIAL	OTROS
113	feb-10	384	21	2802	133,43	18	3	0	0
114	feb-10	1449	67	8640	128,96	66	1	0	0
115	feb-10	4521	50	8324	166,48	43	6	1	0
116	feb-10	4583	94	14140	150,43	90	3	1	0
117	feb-10	4744	172	22125	128,63	154	17	1	0
118	feb-10	4869	69	8832	128,00	63	4	2	0
119	feb-10	5802	26	2769	106,50	25	1	0	0
120	feb-10	5965	43	6046	140,60	43	0	0	0
121	feb-10	6556	349	66493	190,52	242	96	8	3
122	feb-10	6565	282	47559	168,65	157	122	1	2
123	feb-10	6579	176	29764	169,11	149	23	2	2
124	feb-10	6584	86	22351	259,90	45	38	1	2
125	feb-10	6800	33	4128	125,09	31	0	2	0
126	feb-10	14799	23	1005	43,70	23	0	0	0
127	ene-10	6349	40	7216	180,40	34	4	2	0
128	ene-10	13677	51	7446	146,00	51	0	0	0
129	ene-10	17661	43	4267	99,23	35	2	6	0

ANEXO 6.5

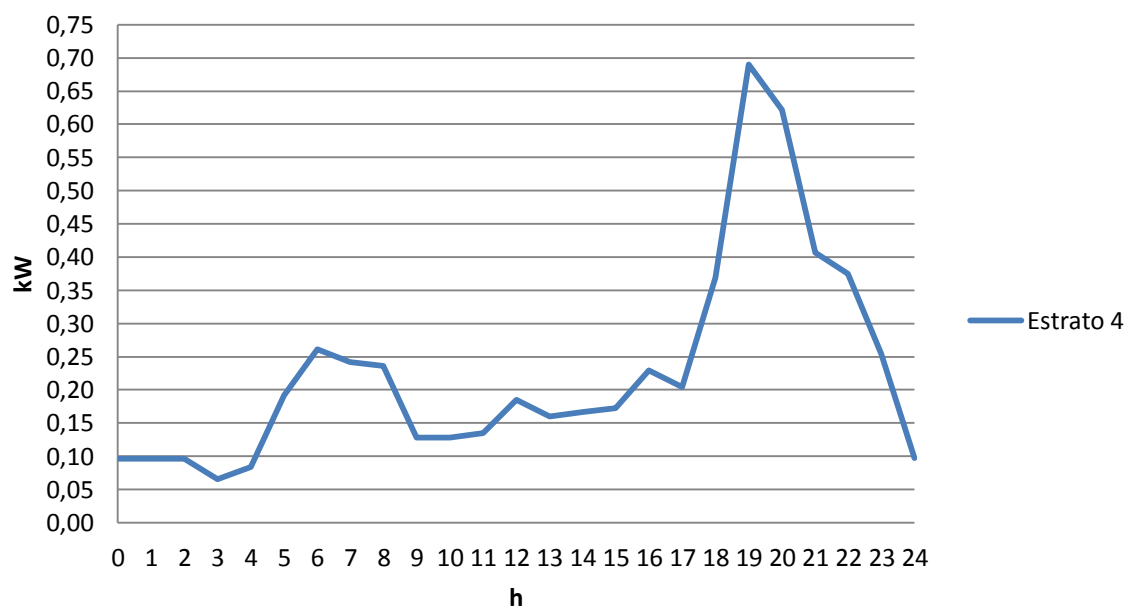
CURVAS DE CARGA POR ESTRATO



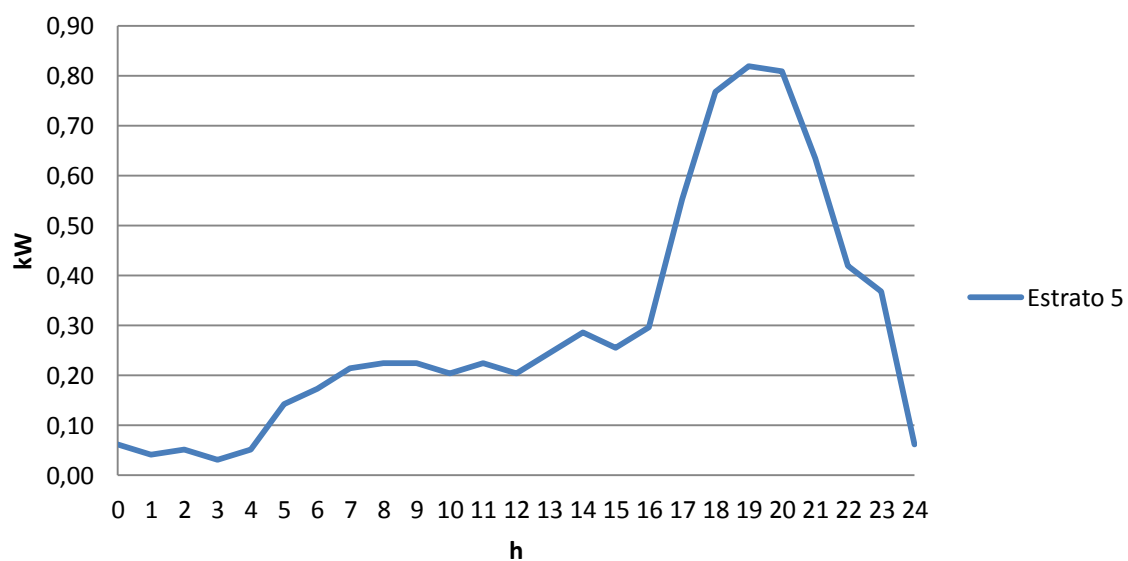
Estrato 3



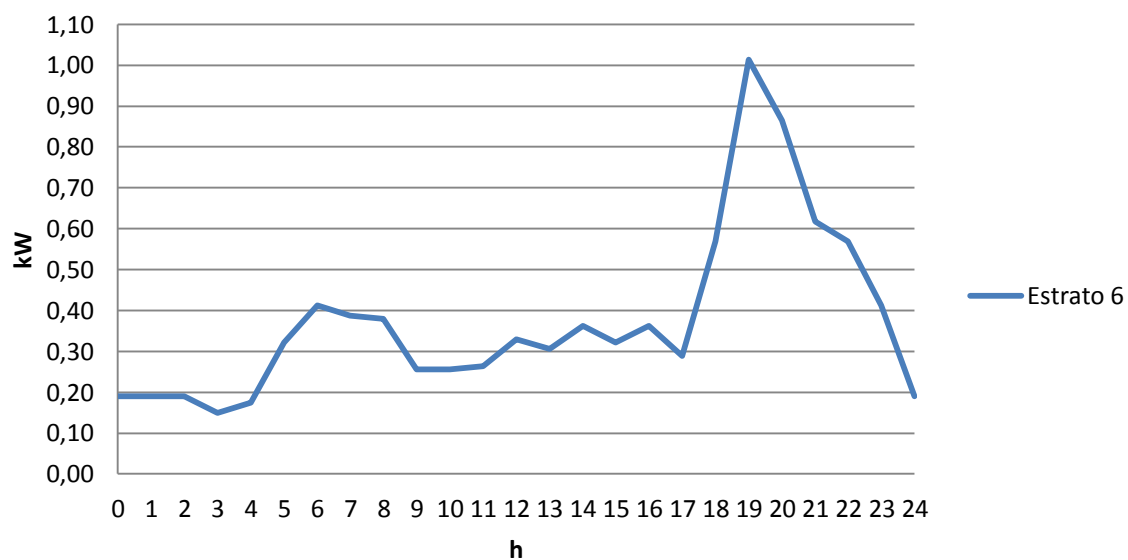
Estrato 4



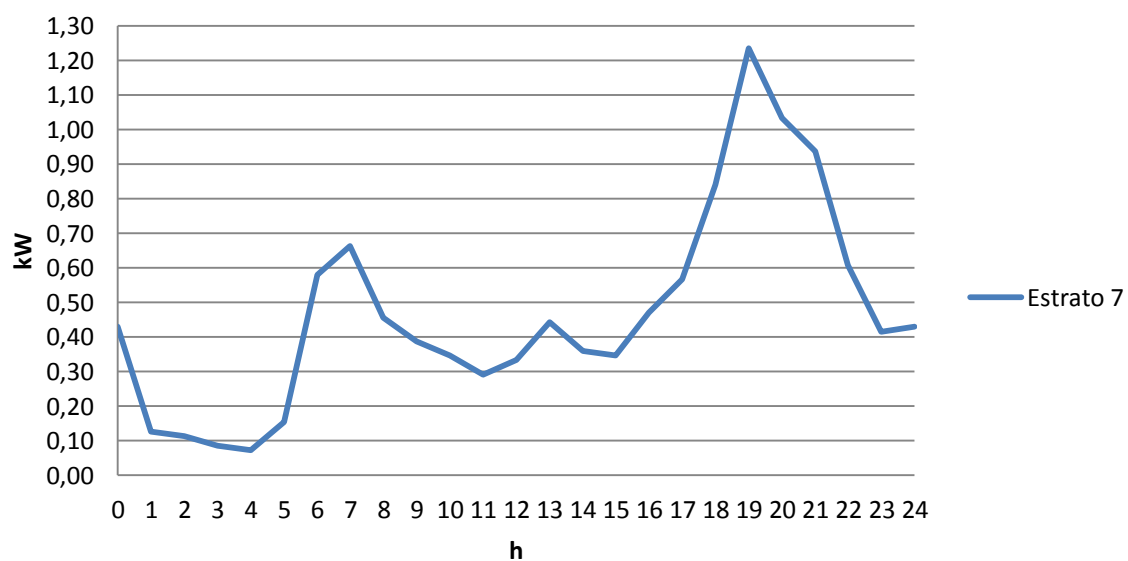
Estrato 5



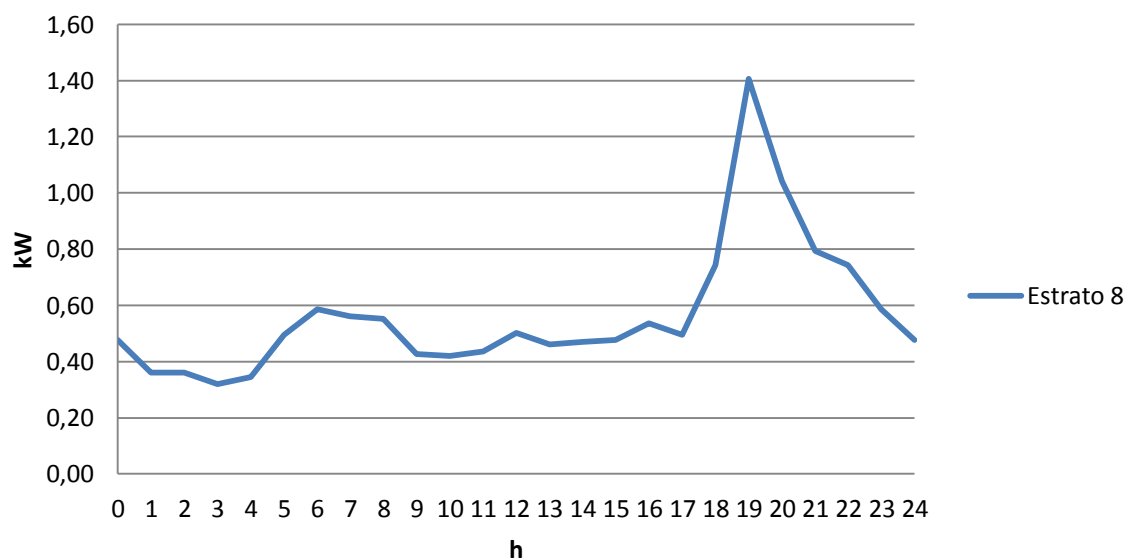
Estrato 6



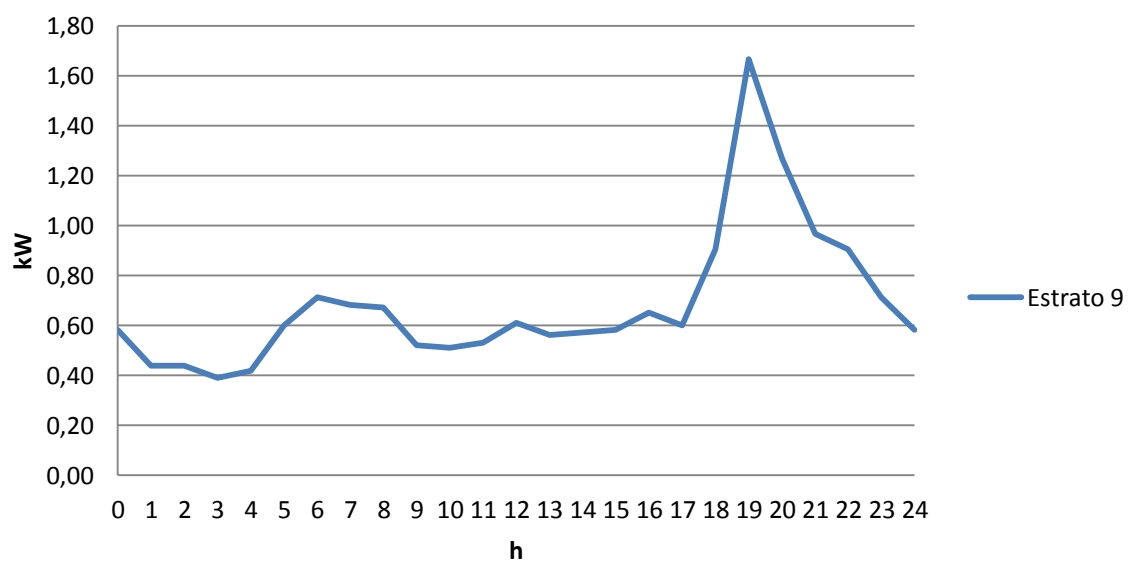
Estrato 7



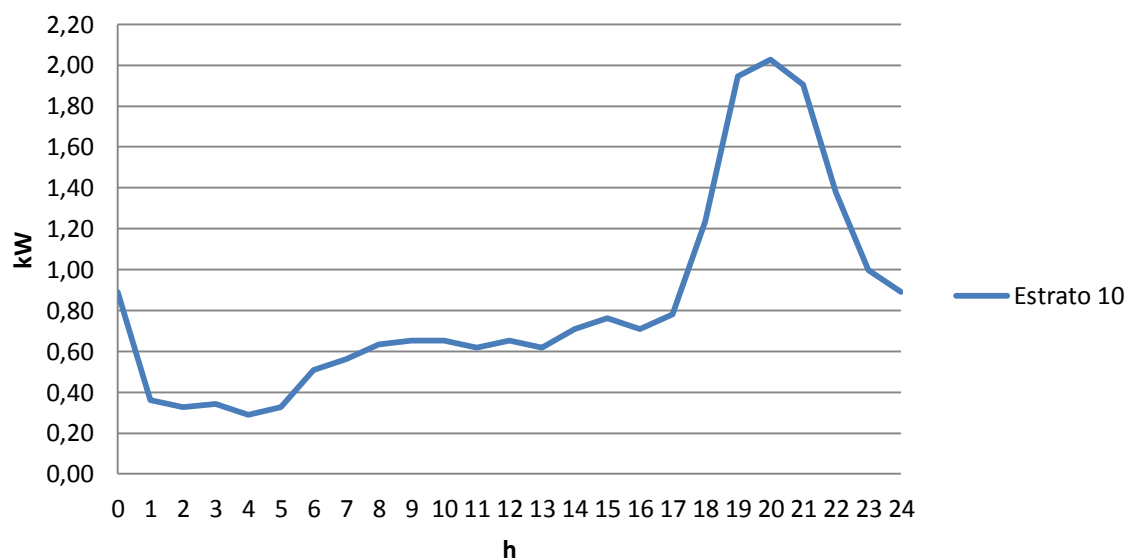
Estrato 8

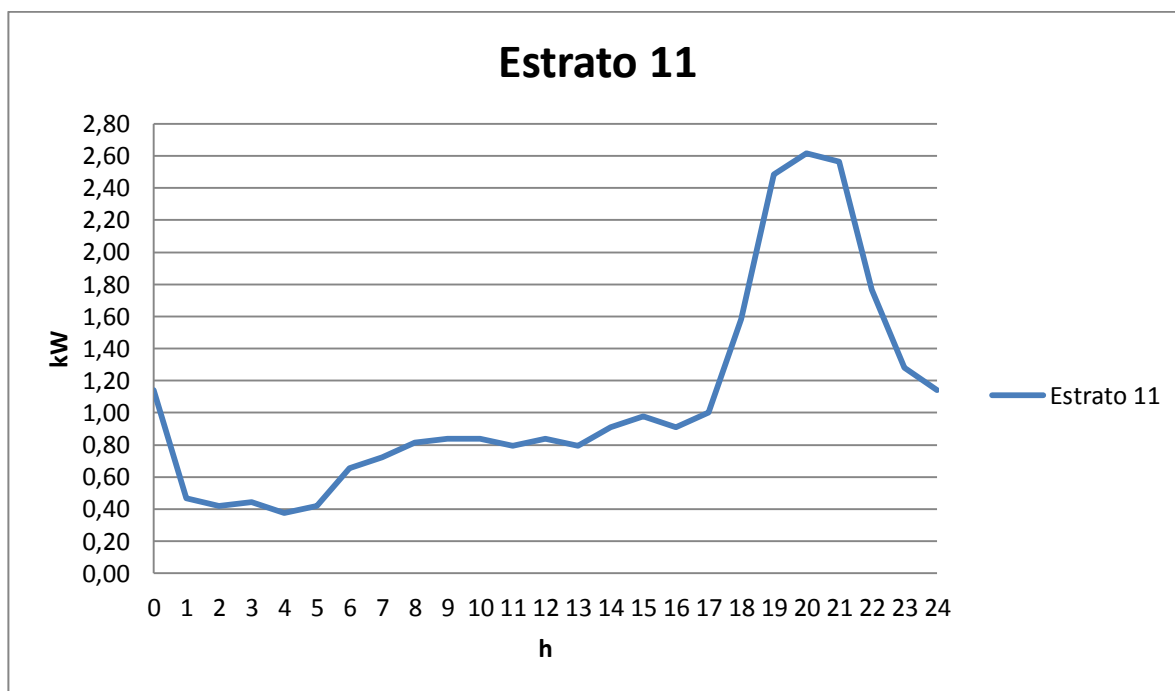


Estrato 9



Estrato 10







ANEXO 6.6

CLIENTES POR ESTRATO EN TRANSFORMADORES SELECCIONADOS

No.	MES DE REGISTRO	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	ESTRATO PREDOMINANTE	CLIENTES POR ESTRATO											
						0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	ago-11	526	68	220,35	Estrato 8	0	22	11	3	3	1	5	5	5	4	6	3
2	ago-11	2007	44	251,55	Estrato 8	0	2	3	0	0	5	2	9	11	7	3	2
3	ago-11	4404	29	84,24	Estrato 4	1	5	3	7	6	2	3	1	1	0	0	0
4	ago-11	6356	56	238,20	Estrato 8	0	4	2	7	5	6	8	8	9	4	2	1
5	ago-11	15148	75	131,25	Estrato 6	2	8	2	15	9	5	10	10	6	7	1	0
6	ago-11	19500	25	130,68	Estrato 6	0	3	2	3	3	4	2	4	2	2	0	0
7	ago-11	19535	29	137,90	Estrato 6	0	2	2	6	4	3	6	2	1	3	0	0
8	jul-11	120	271	133,09	Estrato 6	4	34	30	38	44	21	29	33	20	11	5	2
9	jul-11	16759	63	89,40	Estrato 4	2	10	10	11	8	3	8	5	4	2	0	0
10	jul-11	18819	109	158,39	Estrato 7	1	8	9	12	9	8	12	16	26	6	2	0
11	jun-11	770	29	157,62	Estrato 7	2	0	1	1	3	4	5	5	4	4	0	0
12	jun-11	1845	52	108,67	Estrato 5	1	7	7	9	7	7	6	5	2	1	0	0
13	jun-11	2300	64	133,52	Estrato 6	0	4	5	10	9	8	12	9	5	2	0	0
14	jun-11	5875	60	215,48	Estrato 8	0	1	4	10	7	5	6	8	9	6	3	1
15	jun-11	14010	79	170,48	Estrato 7	3	6	6	9	10	2	12	11	12	5	2	1
16	may-11	1329	31	123,90	Estrato 6	1	4	5	3	4	4	5	3	1	1	0	0
17	may-11	3398	34	114,03	Estrato 5	1	6	4	3	5	8	3	3	1	0	0	0
18	may-11	4332	55	131,00	Estrato 6	0	3	2	7	8	7	10	6	6	6	0	0
19	mar-11	5605	18	102,78	Estrato 5	0	1	2	1	1	3	1	3	4	2	0	0
20	mar-11	5608	30	81,70	Estrato 4	1	5	4	3	6	3	3	3	1	1	0	0



No.	MES DE REGISTR O	CÓDIGO TRAF O	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	ESTRATO PREDOMINANTE	CLIENTES POR ESTRATO											
						0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
21	mar-11	6317	41	127,51	Estrato 6	1	4	0	7	5	6	4	5	4	5	0	0
22	mar-11	7668	18	160,06	Estrato 7	0	0	1	2	3	2	2	4	3	1	0	0
23	mar-11	13080	19	112,32	Estrato 5	0	1	1	1	1	2	6	4	2	1	0	0
24	mar-11	20371	64	162,05	Estrato 7	0	6	8	8	6	5	5	10	5	5	4	2
25	feb-11	1324	45	151,36	Estrato 7	0	4	5	6	2	5	6	5	7	2	2	1
26	feb-11	13976	59	107,36	Estrato 5	2	7	4	8	7	6	6	9	4	5	1	0
27	ene-11	183	406	205,10	Estrato 8	10	47	55	55	40	30	33	41	47	19	16	13
28	ene-11	5971	325	168,82	Estrato 7	3	23	44	46	30	27	34	45	42	26	2	3
29	ene-11	6509	51	194,53	Estrato 7	0	1	3	6	5	4	5	6	11	4	3	3
30	ene-11	6550	680	120,84	Estrato 6	7	236	78	76	54	41	40	50	42	34	14	8
31	ene-11	6552	407	281,89	Estrato 8	13	33	47	51	35	34	50	41	33	38	19	13
32	ene-11	6553	468	206,38	Estrato 8	15	39	42	61	40	34	35	42	56	48	32	24
33	ene-11	6554	383	133,97	Estrato 6	8	58	76	57	31	23	41	38	24	14	9	4
34	ene-11	6578	398	192,14	Estrato 7	11	44	61	72	40	27	38	42	38	17	7	1
35	ene-11	6581	325	149,82	Estrato 6	12	31	46	49	31	32	34	31	25	22	10	2
36	ene-11	8740	60	148,97	Estrato 6	1	4	1	6	7	6	10	14	7	2	2	0
37	ene-11	14660	47	137,79	Estrato 6	0	4	4	7	4	7	10	6	4	0	1	0
38	ene-11	15151	47	165,09	Estrato 7	0	1	5	4	4	5	5	11	6	4	2	0
39	ene-11	17661	43	114,65	Estrato 5	1	5	5	6	6	6	7	3	3	1	0	0
40	dic-10	935	91	50,68	Estrato 3	4	25	23	21	6	6	4	1	0	1	0	0
41	dic-10	2345	146	135,13	Estrato 6	5	14	13	15	9	18	19	22	24	2	3	2
42	dic-10	2470	67	256,78	Estrato 8	3	8	4	5	5	6	6	10	7	7	4	2
43	dic-10	3835	52	156,54	Estrato 7	0	1	2	8	6	6	7	6	10	5	1	0



No.	MES DE REGISTR O	CÓDIGO TRAF O	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	ESTRATO PREDOMINANTE	CLIENTES POR ESTRATO											
						0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
44	dic-10	6495	99	119,93	Estrato 5	0	17	11	7	11	12	11	18	9	2	1	0
45	dic-10	6529	82	146,34	Estrato 6	1	6	6	5	3	4	13	16	15	9	3	1
46	dic-10	8735	83	173,51	Estrato 7	0	3	4	10	9	9	16	17	9	5	1	0
47	dic-10	14882	29	147,83	Estrato 6	0	2	5	3	2	1	5	6	4	1	0	0
48	nov-10	41	60	162,70	Estrato 7	0	5	1	8	10	3	5	11	11	5	1	0
49	nov-10	1477	84	123,65	Estrato 6	0	5	3	10	11	12	14	12	12	4	1	0
50	nov-10	2435	41	137,44	Estrato 6	1	2	1	3	5	7	8	5	6	3	0	0
51	nov-10	3169	113	178,64	Estrato 7	0	3	6	11	10	15	21	24	17	3	2	1
52	nov-10	4312	86	161,30	Estrato 7	2	9	4	21	9	3	7	11	7	9	4	0
53	nov-10	5515	79	148,73	Estrato 6	1	3	7	13	8	2	11	12	12	6	4	0
54	nov-10	6465	66	191,88	Estrato 7	0	2	2	9	7	3	4	13	11	7	5	3
55	nov-10	7780	72	110,10	Estrato 5	3	7	13	11	11	8	5	5	6	2	1	0
56	nov-10	8750	49	777,55	Estrato 10	1	6	3	3	2	0	2	3	6	6	8	9
57	nov-10	13176	27	339,93	Estrato 9	2	1	4	2	1	1	2	4	4	3	2	1
58	nov-10	14020	70	140,59	Estrato 6	0	3	3	7	8	10	14	7	12	5	1	0
59	nov-10	15596	96	155,93	Estrato 7	3	8	5	12	11	12	7	17	16	3	2	0
60	nov-10	17297	55	173,71	Estrato 7	0	10	2	10	2	6	4	10	6	4	0	1
61	sep-10	1578	32	124,81	Estrato 6	0	7	7	4	3	2	7	1	1	0	0	0
62	sep-10	5809	50	128,56	Estrato 6	0	2	7	2	10	7	6	9	3	4	0	0
63	sep-10	3170	28	158,46	Estrato 7	0	0	2	2	3	2	2	8	5	3	1	0
64	sep-10	4377	73	125,29	Estrato 6	0	4	6	8	8	12	12	10	8	5	0	0
65	sep-10	5465	33	166,55	Estrato 7	0	1	2	2	3	7	3	8	5	2	0	0
66	sep-10	5650	58	178,50	Estrato 7	0	4	6	7	7	6	6	10	5	4	3	0



No.	MES DE REGISTR O	CÓDIGO TRAF O	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	ESTRATO PREDOMINANTE	CLIENTES POR ESTRATO											
						0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
67	sep-10	9850	110	137,95	Estrato 6	1	4	5	19	16	12	15	20	12	5	1	0
68	sep-10	16378	45	168,93	Estrato 7	3	5	6	5	6	3	2	6	5	2	2	0
69	ago-10	569	45	154,80	Estrato 7	0	6	4	1	3	1	4	12	11	2	0	1
70	ago-10	2553	38	112,24	Estrato 5	0	6	5	2	3	8	3	7	4	0	0	0
71	ago-10	3081	34	196,53	Estrato 7	1	3	6	4	3	0	5	4	3	2	2	1
72	ago-10	5863	68	181,68	Estrato 7	1	7	5	1	5	4	9	12	15	6	3	0
73	ago-10	5901	21	286,71	Estrato 8	0	0	0	1	0	0	1	1	6	6	4	2
74	ago-10	5978	147	356,95	Estrato 9	3	10	15	16	10	9	14	15	18	14	15	8
75	ago-10	6547	207	262,68	Estrato 8	11	11	14	13	11	11	22	20	30	38	16	10
76	ago-10	6555	229	213,15	Estrato 8	6	22	23	32	18	16	19	26	24	23	17	3
77	ago-10	6557	292	157,89	Estrato 7	3	31	33	37	21	24	31	49	29	21	13	0
78	ago-10	6580	409	138,13	Estrato 6	9	61	53	46	37	26	38	36	44	38	15	6
79	ago-10	6583	410	123,53	Estrato 6	4	50	58	62	48	30	48	43	37	25	5	0
80	ago-10	14470	23	87,52	Estrato 4	1	4	3	5	3	1	3	2	0	1	0	0
81	jul-10	2069	113	168,75	Estrato 7	1	1	9	18	16	8	8	23	18	10	1	0
82	jul-10	2509	54	105,33	Estrato 5	2	9	9	8	8	10	3	3	1	1	0	0
83	jul-10	5878	78	144,67	Estrato 6	4	4	3	10	8	6	16	10	11	5	1	0
84	jul-10	5899	115	148,45	Estrato 6	1	10	11	14	10	15	17	17	17	1	1	1
85	jul-10	6362	24	119,25	Estrato 5	0	3	2	0	3	3	3	6	2	2	0	0
86	jul-10	6411	58	140,62	Estrato 6	0	0	2	8	6	11	11	9	10	0	1	0
87	jul-10	15157	82	148,60	Estrato 6	1	8	9	10	10	12	14	8	5	3	2	0
88	jul-10	15780	37	72,30	Estrato 3	1	9	4	6	3	8	1	3	2	0	0	0
89	jun-10	14850	49	123,18	Estrato 6	0	2	9	8	7	6	5	3	8	1	0	0



No.	MES DE REGISTR O	CÓDIGO TRAF O	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	ESTRATO PREDOMINANTE	CLIENTES POR ESTRATO											
						0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
90	jun-10	14853	44	140,05	Estrato 6	0	2	6	6	5	4	6	8	4	3	0	0
91	jun-10	17699	63	102,35	Estrato 5	3	9	11	11	10	12	3	3	1	0	0	0
92	may-10	1827	78	129,06	Estrato 6	0	7	7	9	9	6	13	11	10	6	0	0
93	may-10	4032	223	102,24	Estrato 5	12	56	33	18	11	24	20	18	17	7	5	2
94	may-10	5976	189	138,62	Estrato 6	10	31	25	29	13	11	28	20	11	9	1	1
95	may-10	6546	145	254,05	Estrato 8	4	21	17	25	14	8	13	19	14	7	0	3
96	may-10	6560	389	162,87	Estrato 7	11	54	50	57	39	28	37	42	36	23	9	3
97	may-10	6564	433	171,47	Estrato 7	9	31	47	46	30	30	47	68	58	42	18	7
98	may-10	6577	354	172,56	Estrato 7	7	37	39	53	32	26	33	36	45	27	9	10
99	may-10	8475	15	90,73	Estrato 4	1	2	2	4	1	0	1	1	2	1	0	0
100	may-10	14309	19	143,26	Estrato 6	0	1	0	2	1	3	4	5	3	0	0	0
101	may-10	18356	54	137,52	Estrato 6	0	4	6	9	6	10	7	7	1	2	2	0
102	may-10	20151	532	182,34	Estrato 7	7	60	65	71	50	42	31	45	53	71	29	8
103	mar-10	1462	44	96,34	Estrato 4	2	4	2	7	10	4	3	7	4	1	0	0
104	mar-10	1917	179	124,47	Estrato 6	3	10	9	25	26	26	28	22	17	9	3	1
105	mar-10	3390	38	133,58	Estrato 6	0	2	2	5	6	1	6	8	6	1	1	0
106	mar-10	4035	44	126,45	Estrato 6	3	2	4	4	6	6	8	6	4	1	0	0
107	mar-10	4072	47	149,77	Estrato 6	0	1	2	4	6	4	10	6	11	3	0	0
108	mar-10	4696	13	2105,85	Estrato 11	2	0	2	0	0	1	1	0	2	2	1	2
109	mar-10	9457	13	171,54	Estrato 7	0	0	0	1	0	0	1	3	1	1	3	3
110	mar-10	9983	43	113,84	Estrato 5	6	5	2	4	3	2	6	5	4	4	2	0
111	mar-10	14802	26	95,65	Estrato 4	0	3	2	3	4	3	5	2	2	2	0	0
112	mar-10	15403	53	161,45	Estrato 7	1	6	7	7	3	1	5	12	8	2	1	0



No.	MES DE REGISTR O	CÓDIGO TRAF O	NÚMERO CLIENTES	CONSUMO MEDIO POR CLIENTE (kWh)	ESTRATO PREDOMINANTE	CLIENTES POR ESTRATO											
						0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
113	feb-10	384	21	133,43	Estrato 6	0	2	1	2	2	4	4	2	2	2	0	0
114	feb-10	1449	67	128,96	Estrato 6	1	2	3	9	12	11	7	12	7	2	1	0
115	feb-10	4521	50	166,48	Estrato 7	1	3	3	3	3	4	4	12	9	7	1	0
116	feb-10	4583	94	150,43	Estrato 7	2	7	9	10	8	6	19	19	9	5	0	0
117	feb-10	4744	172	128,63	Estrato 6	3	11	21	24	19	21	24	19	20	8	2	0
118	feb-10	4869	69	128,00	Estrato 6	1	7	7	8	5	7	12	11	10	1	0	0
119	feb-10	5802	26	106,50	Estrato 5	0	2	3	2	4	4	4	4	3	0	0	0
120	feb-10	5965	43	140,60	Estrato 6	1	2	1	3	5	7	9	7	7	1	0	0
121	feb-10	6556	349	190,52	Estrato 7	4	28	35	45	42	41	27	52	35	16	15	9
122	feb-10	6565	282	168,65	Estrato 7	2	22	39	33	30	22	25	40	33	20	9	7
123	feb-10	6579	176	169,11	Estrato 7	2	9	11	23	13	22	25	29	29	9	3	1
124	feb-10	6584	86	259,90	Estrato 8	0	3	5	8	5	1	2	6	20	16	11	9
125	feb-10	6800	33	125,09	Estrato 6	0	2	1	4	5	3	6	5	4	3	0	0
126	feb-10	14799	23	43,70	Estrato 2	1	4	5	0	4	2	6	1	0	0	0	0
127	ene-10	6349	40	180,40	Estrato 7	0	1	4	4	3	4	6	9	7	1	0	1
128	ene-10	13677	51	146,00	Estrato 6	0	3	2	6	1	11	9	7	9	2	1	0
129	ene-10	17661	43	99,23	Estrato 4	1	3	3	5	8	4	7	4	6	2	0	0



ANEXO 6.7

POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE EN TRANSFORMADORES SELECCIONADOS

No.	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA POR ESTRATO (kW)												POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	526	68	0	9,43	5,79	1,82	2,07	0,82	5,07	6,17	7,04	6,67	12,2	7,84	64,87518733
2	2007	44	0	0,86	1,58	0	0	4,09	2,03	11,1	15,5	11,7	6,08	5,23	58,12043056
3	4404	29	0	2,14	1,58	4,24	4,14	1,64	3,04	1,23	1,41	0	0	0	19,42238339
4	6356	56	0	1,72	1,05	4,24	3,45	4,91	8,11	9,87	12,7	6,67	4,05	2,61	59,35278545
5	15148	75	0	3,43	1,05	9,08	6,21	4,09	10,1	12,3	8,44	11,7	2,03	0	68,48664036
6	19500	25	0	1,29	1,05	1,82	2,07	3,28	2,03	4,94	2,81	3,33	0	0	22,61381441
7	19535	29	0	0,86	1,05	3,63	2,76	2,46	6,08	2,47	1,41	5	0	0	25,71953685
8	120	271	0	14,6	15,8	23	30,4	17,2	29,4	40,7	28,1	18,3	10,1	5,23	232,9107987
9	16759	63	0	4,29	5,26	6,66	5,52	2,46	8,11	6,17	5,63	3,33	0	0	47,43329442
10	18819	109	0	3,43	4,74	7,26	6,21	6,55	12,2	19,7	36,6	10	4,05	0	110,7457066
11	770	29	0	0	0,53	0,61	2,07	3,28	5,07	6,17	5,63	6,67	0	0	30,01469448
12	1845	52	0	3	3,69	5,45	4,83	5,73	6,08	6,17	2,81	1,67	0	0	39,43360127
13	2300	64	0	1,72	2,63	6,05	6,21	6,55	12,2	11,1	7,04	3,33	0	0	56,80799607
14	5875	60	0	0,43	2,11	6,05	4,83	4,09	6,08	9,87	12,7	10	6,08	2,61	64,82833553
15	14010	79	0	2,57	3,16	5,45	6,9	1,64	12,2	13,6	16,9	8,33	4,05	2,61	77,34905898
16	1329	31	0	1,72	2,63	1,82	2,76	3,28	5,07	3,7	1,41	1,67	0	0	24,04632552
17	3398	34	0	2,57	2,11	1,82	3,45	6,55	3,04	3,7	1,41	0	0	0	24,64841816
18	4332	55	0	1,29	1,05	4,24	5,52	5,73	10,1	7,41	8,44	10	0	0	53,81881195
19	5605	18	0	0,43	1,05	0,61	0,69	2,46	1,01	3,7	5,63	3,33	0	0	18,9121323
20	5608	30	0	2,14	2,11	1,82	4,14	2,46	3,04	3,7	1,41	1,67	0	0	22,48230601
21	6317	41	0	1,72	0	4,24	3,45	4,91	4,06	6,17	5,63	8,33	0	0	38,50559271



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA POR ESTRATO (kW)												POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
22	7668	18	0	0	0,53	1,21	2,07	1,64	2,03	4,94	4,22	1,67	0	0	18,2982175
23	13080	19	0	0,43	0,53	0,61	0,69	1,64	6,08	4,94	2,81	1,67	0	0	19,39046637
24	20371	64	0	2,57	4,21	4,84	4,14	4,09	5,07	12,3	7,04	8,33	8,11	5,23	65,97793754
25	1324	45	0	1,72	2,63	3,63	1,38	4,09	6,08	6,17	9,85	3,33	4,05	2,61	45,55871367
26	13976	59	0	3	2,11	4,84	4,83	4,91	6,08	11,1	5,63	8,33	2,03	0	52,87476602
27	183	406	0	20,2	29	33,3	27,6	24,6	33,5	50,6	66,1	31,7	32,4	34	382,8467091
28	5971	325	0	9,86	23,2	27,8	20,7	22,1	34,5	55,5	59,1	43,3	4,05	7,84	308,0272253
29	6509	51	0	0,43	1,58	3,63	3,45	3,28	5,07	7,41	15,5	6,67	6,08	7,84	60,90890149
30	6550	680	0	101	41,1	46	37,3	33,6	40,6	61,7	59,1	56,7	28,4	20,9	526,426032
31	6552	407	0	14,2	24,7	30,9	24,2	27,8	50,7	50,6	46,4	63,3	38,5	34	405,3251751
32	6553	468	0	16,7	22,1	36,9	27,6	27,8	35,5	51,8	78,8	80	64,8	62,8	504,9250674
33	6554	383	0	24,9	40	34,5	21,4	18,8	41,6	46,9	33,8	23,3	18,2	10,5	313,8824391
34	6578	398	0	18,9	32,1	43,6	27,6	22,1	38,5	51,8	53,5	28,3	14,2	2,61	333,2450951
35	6581	325	0	13,3	24,2	29,7	21,4	26,2	34,5	38,3	35,2	36,7	20,3	5,23	284,8415469
36	8740	60	0	1,72	0,53	3,63	4,83	4,91	10,1	17,3	9,85	3,33	4,05	0	60,27288023
37	14660	47	0	1,72	2,11	4,24	2,76	5,73	10,1	7,41	5,63	0	2,03	0	41,75062282
38	15151	47	0	0,43	2,63	2,42	2,76	4,09	5,07	13,6	8,44	6,67	4,05	0	50,14583064
39	17661	43	0	2,14	2,63	3,63	4,14	4,91	7,1	3,7	4,22	1,67	0	0	34,15110134
40	935	91	0	10,7	12,1	12,7	4,14	4,91	4,06	1,23	0	1,67	0	0	51,54865177
41	2345	146	0	6	6,84	9,08	6,21	14,7	19,3	27,2	33,8	3,33	6,08	5,23	137,7065279
42	2470	67	0	3,43	2,11	3,03	3,45	4,91	6,08	12,3	9,85	11,7	8,11	5,23	70,20463783
43	3835	52	0	0,43	1,05	4,84	4,14	4,91	7,1	7,41	14,1	8,33	2,03	0	54,31222832
44	6495	99	0	7,29	5,79	4,24	7,59	9,83	11,2	22,2	12,7	3,33	2,03	0	86,12982739
45	6529	82	0	2,57	3,16	3,03	2,07	3,28	13,2	19,7	21,1	15	6,08	2,61	91,8338356



No.	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA POR ESTRATO (kW)												POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
46	8735	83	0	1,29	2,11	6,05	6,21	7,37	16,2	21	12,7	8,33	2,03	0	83,25638608
47	14882	29	0	0,86	2,63	1,82	1,38	0,82	5,07	7,41	5,63	1,67	0	0	27,27508437
48	41	60	0	2,14	0,53	4,84	6,9	2,46	5,07	13,6	15,5	8,33	2,03	0	61,35548973
49	1477	84	0	2,14	1,58	6,05	7,59	9,83	14,2	14,8	16,9	6,67	2,03	0	81,77984023
50	2435	41	0	0,86	0,53	1,82	3,45	5,73	8,11	6,17	8,44	5	0	0	40,10922269
51	3169	113	0	1,29	3,16	6,66	6,9	12,3	21,3	29,6	23,9	5	4,05	2,61	116,7911019
52	4312	86	0	3,86	2,11	12,7	6,21	2,46	7,1	13,6	9,85	15	8,11	0	80,97321876
53	5515	79	0	1,29	3,69	7,87	5,52	1,64	11,2	14,8	16,9	10	8,11	0	80,95416117
54	6465	66	0	0,86	1,05	5,45	4,83	2,46	4,06	16	15,5	11,7	10,1	7,84	79,86706433
55	7780	72	0	3	6,84	6,66	7,59	6,55	5,07	6,17	8,44	3,33	2,03	0	55,68971297
56	8750	49	0	2,57	1,58	1,82	1,38	0	2,03	3,7	8,44	10	16,2	23,5	71,26432997
57	13176	27	0	0,43	2,11	1,21	0,69	0,82	2,03	4,94	5,63	5	4,05	2,61	29,51478388
58	14020	70	0	1,29	1,58	4,24	5,52	8,19	14,2	8,64	16,9	8,33	2,03	0	70,89384612
59	15596	96	0	3,43	2,63	7,26	7,59	9,83	7,1	21	22,5	5	4,05	0	90,3896064
60	17297	55	0	4,29	1,05	6,05	1,38	4,91	4,06	12,3	8,44	6,67	0	2,61	51,80868214
61	1578	32	0	3	3,69	2,42	2,07	1,64	7,1	1,23	1,41	0	0	0	22,55552093
62	5809	50	0	0,86	3,69	1,21	6,9	5,73	6,08	11,1	4,22	6,67	0	0	46,46871124
63	3170	28	0	0	1,05	1,21	2,07	1,64	2,03	9,87	7,04	5	2,03	0	31,93548818
64	4377	73	0	1,72	3,16	4,84	5,52	9,83	12,2	12,3	11,3	8,33	0	0	69,16505291
65	5465	33	0	0,43	1,05	1,21	2,07	5,73	3,04	9,87	7,04	3,33	0	0	33,77961595
66	5650	58	0	1,72	3,16	4,24	4,83	4,91	6,08	12,3	7,04	6,67	6,08	0	57,06312606
67	9850	110	0	1,72	2,63	11,5	11	9,83	15,2	24,7	16,9	8,33	2,03	0	103,8564317
68	16378	45	0	2,14	3,16	3,03	4,14	2,46	2,03	7,41	7,04	3,33	4,05	0	38,78157546
69	569	45	0	2,57	2,11	0,61	2,07	0,82	4,06	14,8	15,5	3,33	0	2,61	48,46550877



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA POR ESTRATO (kW)												POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
70	2553	38	0	2,57	2,63	1,21	2,07	6,55	3,04	8,64	5,63	0	0	0	32,34692149
71	3081	34	0	1,29	3,16	2,42	2,07	0	5,07	4,94	4,22	3,33	4,05	2,61	33,16561367
72	5863	68	0	3	2,63	0,61	3,45	3,28	9,13	14,8	21,1	10	6,08	0	74,08798766
73	5901	21	0	0	0	0,61	0	0	1,01	1,23	8,44	10	8,11	5,23	34,63103563
74	5978	147	0	4,29	7,9	9,68	6,9	7,37	14,2	18,5	25,3	23,3	30,4	20,9	168,823759
75	6547	207	0	4,72	7,37	7,87	7,59	9,01	22,3	24,7	42,2	63,3	32,4	26,1	247,6657247
76	6555	229	0	9,43	12,1	19,4	12,4	13,1	19,3	32,1	33,8	38,3	34,4	7,84	232,1875764
77	6557	292	0	13,3	17,4	22,4	14,5	19,7	31,4	60,5	40,8	35	26,3	0	281,2664527
78	6580	409	0	26,2	27,9	27,8	25,5	21,3	38,5	44,4	61,9	63,3	30,4	15,7	383,0233289
79	6583	410	0	21,4	30,5	37,5	33,1	24,6	48,7	53,1	52,1	41,7	10,1	0	352,8011555
80	14470	23	0	1,72	1,58	3,03	2,07	0,82	3,04	2,47	0	1,67	0	0	16,38750263
81	2069	113	0	0,43	4,74	10,9	11	6,55	8,11	28,4	25,3	16,7	2,03	0	114,1754286
82	2509	54	0	3,86	4,74	4,84	5,52	8,19	3,04	3,7	1,41	1,67	0	0	36,96828361
83	5878	78	0	1,72	1,58	6,05	5,52	4,91	16,2	12,3	15,5	8,33	2,03	0	74,18631413
84	5899	115	0	4,29	5,79	8,47	6,9	12,3	17,2	21	23,9	1,67	2,03	2,61	106,1846387
85	6362	24	0	1,29	1,05	0	2,07	2,46	3,04	7,41	2,81	3,33	0	0	23,46191676
86	6411	58	0	0	1,05	4,84	4,14	9,01	11,2	11,1	14,1	0	2,03	0	57,40257422
87	15157	82	0	3,43	4,74	6,05	6,9	9,83	14,2	9,87	7,04	5	4,05	0	71,10817871
88	15780	37	0	3,86	2,11	3,63	2,07	6,55	1,01	3,7	2,81	0	0	0	25,74858786
89	14850	49	0	0,86	4,74	4,84	4,83	4,91	5,07	3,7	11,3	1,67	0	0	41,87793313
90	14853	44	0	0,86	3,16	3,63	3,45	3,28	6,08	9,87	5,63	5	0	0	40,96070622
91	17699	63	0	3,86	5,79	6,66	6,9	9,83	3,04	3,7	1,41	0	0	0	41,18817919
92	1827	78	0	3	3,69	5,45	6,21	4,91	13,2	13,6	14,1	10	0	0	74,08910632
93	4032	223	0	24	17,4	10,9	7,59	19,7	20,3	22,2	23,9	11,7	10,1	5,23	172,9691638



No.	CÓDIGO TRAF0	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA POR ESTRATO (kW)												POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
94	5976	189	0	13,3	13,2	17,5	8,97	9,01	28,4	24,7	15,5	15	2,03	2,61	150,1820719
95	6546	145	0	9	8,95	15,1	9,66	6,55	13,2	23,5	19,7	11,7	0	7,84	125,1408815
96	6560	389	0	23,2	26,3	34,5	26,9	22,9	37,5	51,8	50,7	38,3	18,2	7,84	338,2484201
97	6564	433	0	13,3	24,7	27,8	20,7	24,6	47,7	83,9	81,6	70	36,5	18,3	449,1243908
98	6577	354	0	15,9	20,5	32,1	22,1	21,3	33,5	44,4	63,3	45	18,2	26,1	342,4488384
99	8475	15	0	0,86	1,05	2,42	0,69	0	1,01	1,23	2,81	1,67	0	0	11,75049918
100	14309	19	0	0,43	0	1,21	0,69	2,46	4,06	6,17	4,22	0	0	0	19,23436113
101	18356	54	0	1,72	3,16	5,45	4,14	8,19	7,1	8,64	1,41	3,33	4,05	0	47,18212364
102	20151	532	0	25,7	34,2	43	34,5	34,4	31,4	55,5	74,6	118	58,8	20,9	531,3927966
103	1462	44	0	1,72	1,05	4,24	6,9	3,28	3,04	8,64	5,63	1,67	0	0	36,15923715
104	1917	179	0	4,29	4,74	15,1	17,9	21,3	28,4	27,2	23,9	15	6,08	2,61	166,5541463
105	3390	38	0	0,86	1,05	3,03	4,14	0,82	6,08	9,87	8,44	1,67	2,03	0	37,99014993
106	4035	44	0	0,86	2,11	2,42	4,14	4,91	8,11	7,41	5,63	1,67	0	0	37,25163582
107	4072	47	0	0,43	1,05	2,42	4,14	3,28	10,1	7,41	15,5	5	0	0	49,34296754
108	4696	13	0	0	1,05	0	0	0,82	1,01	0	2,81	3,33	2,03	5,23	16,28906838
109	9457	13	0	0	0	0,61	0	0	1,01	3,7	1,41	1,67	6,08	7,84	22,31860302
110	9983	43	0	2,14	1,05	2,42	2,07	1,64	6,08	6,17	5,63	6,67	4,05	0	37,92956613
111	14802	26	0	1,29	1,05	1,82	2,76	2,46	5,07	2,47	2,81	3,33	0	0	23,05896966
112	15403	53	0	2,57	3,69	4,24	2,07	0,82	5,07	14,8	11,3	3,33	2,03	0	49,8805236
113	384	21	0	0,86	0,53	1,21	1,38	3,28	4,06	2,47	2,81	3,33	0	0	19,92280857
114	1449	67	0	0,86	1,58	5,45	8,28	9,01	7,1	14,8	9,85	3,33	2,03	0	62,29265616
115	4521	50	0	1,29	1,58	1,82	2,07	3,28	4,06	14,8	12,7	11,7	2,03	0	55,25152311
116	4583	94	0	3	4,74	6,05	5,52	4,91	19,3	23,5	12,7	8,33	0	0	87,94100099
117	4744	172	0	4,72	11,1	14,5	13,1	17,2	24,3	23,5	28,1	13,3	4,05	0	153,9227096



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA POR ESTRATO (kW)												POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)
			0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
118	4869	69	0	3	3,69	4,84	3,45	5,73	12,2	13,6	14,1	1,67	0	0	62,1934214
119	5802	26	0	0,86	1,58	1,21	2,76	3,28	4,06	4,94	4,22	0	0	0	22,89803429
120	5965	43	0	0,86	0,53	1,82	3,45	5,73	9,13	8,64	9,85	1,67	0	0	41,66503926
121	6556	349	0	12	18,4	27,2	29	33,6	27,4	64,2	49,2	26,7	30,4	23,5	341,6303342
122	6565	282	0	9,43	20,5	20	20,7	18	25,4	49,4	46,4	33,3	18,2	18,3	279,6861533
123	6579	176	0	3,86	5,79	13,9	8,97	18	25,4	35,8	40,8	15	6,08	2,61	176,1996975
124	6584	86	0	1,29	2,63	4,84	3,45	0,82	2,03	7,41	28,1	26,7	22,3	23,5	123,0943402
125	6800	33	0	0,86	0,53	2,42	3,45	2,46	6,08	6,17	5,63	5	0	0	32,59672031
126	14799	23	0	1,72	2,63	0	2,76	1,64	6,08	1,23	0	0	0	0	16,06486761
127	6349	40	0	0,43	2,11	2,42	2,07	3,28	6,08	11,1	9,85	1,67	0	2,61	41,62430657
128	13677	51	0	1,29	1,05	3,63	0,69	9,01	9,13	8,64	12,7	3,33	2,03	0	51,45726586
129	17661	43	0	1,29	1,58	3,03	5,52	3,28	7,1	4,94	8,44	3,33	0	0	38,50035098

ANEXO 6.8

FACTOR DE COINCIDENCIA EN TRANSFORMADORES SELECCIONADOS

No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	FACTOR DE COINCIDENCIA
1	526	68	64,87518733	34,84943374	0,537176618
2	2007	44	58,12043056	35,79084245	0,61580484
3	4404	29	19,42238339	12,14613536	0,625367913
4	6356	56	59,35278545	31,7906349	0,535621617
5	15148	75	68,48664036	35,40581474	0,516974034
6	19500	25	22,61381441	14,61001188	0,64606579
7	19535	29	25,71953685	14,40648345	0,560137748
8	120	271	232,9107987	104,6181931	0,449177083
9	16759	63	47,43329442	27,00546147	0,569335565
10	18819	109	110,7457066	59,16499514	0,534241886
11	770	29	30,01469448	17,99118505	0,599412566
12	1845	52	39,43360127	21,54018574	0,546239376
13	2300	64	56,80799607	30,06874006	0,529304713
14	5875	60	64,82833553	37,52741356	0,578873625
15	14010	79	77,34905898	40,36575622	0,521864865
16	1329	31	24,04632552	14,20776821	0,590849866
17	3398	34	24,64841816	13,22557951	0,536569098
18	4332	55	53,81881195	27,97374081	0,51977626
19	5605	18	18,9121323	12,03649098	0,636442829
20	5608	30	22,48230601	13,30337791	0,591726574
21	6317	41	38,50559271	22,18201016	0,576072425
22	7668	18	18,2982175	11,61510843	0,634767208
23	13080	19	19,39046637	12,9143859	0,666017292
24	20371	64	65,97793754	37,82461933	0,573291933
25	1324	45	45,55871367	27,63756233	0,606636143
26	13976	59	52,87476602	28,99901948	0,54844724
27	183	406	382,8467091	167,3279541	0,437062537
28	5971	325	308,0272253	140,4050413	0,455820232
29	6509	51	60,90890149	36,04989461	0,591865782
30	6550	680	526,426032	211,1035181	0,401012688
31	6552	407	405,3251751	166,5697787	0,410953449
32	6553	468	504,9250674	221,183918	0,438052955



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	FACTOR DE COINCIDENCIA
33	6554	383	313,8824391	140,6578836	0,44812282
34	6578	398	333,2450951	131,0498951	0,393253785
35	6581	325	284,8415469	123,4497358	0,433397926
36	8740	60	60,27288023	32,22358968	0,534628336
37	14660	47	41,75062282	23,25173074	0,556919374
38	15151	47	50,14583064	28,44597708	0,567265049
39	17661	43	34,15110134	19,21598701	0,56267547
40	935	91	51,54865177	24,09777968	0,46747643
41	2345	146	137,7065279	67,97557239	0,493626362
42	2470	67	70,20463783	40,01414985	0,569964479
43	3835	52	54,31222832	30,51606351	0,561863589
44	6495	99	86,12982739	45,53099635	0,528632156
45	6529	82	91,8338356	51,83258753	0,564417104
46	8735	83	83,25638608	40,51305399	0,486605964
47	14882	29	27,27508437	15,16078623	0,555847455
48	41	60	61,35548973	33,06393389	0,538891207
49	1477	84	81,77984023	44,55852128	0,544859481
50	2435	41	40,10922269	23,31980559	0,581407567
51	3169	113	116,7911019	57,27841614	0,490434761
52	4312	86	80,97321876	41,33660136	0,510497199
53	5515	79	80,95416117	41,81302041	0,516502423
54	6465	66	79,86706433	45,59508376	0,570887188
55	7780	72	55,68971297	26,64565006	0,478466285
56	8750	49	71,26432997	40,89042447	0,573785293
57	13176	27	29,51478388	17,45051934	0,591246726
58	14020	70	70,89384612	37,13765974	0,52384885
59	15596	96	90,3896064	48,64288282	0,53814686
60	17297	55	51,80868214	29,97149454	0,578503318
61	1578	32	22,55552093	13,09915339	0,580751534
62	5809	50	46,46871124	27,20967608	0,585548326
63	3170	28	31,93548818	20,81347796	0,65173508
64	4377	73	69,16505291	35,92299788	0,519380762
65	5465	33	33,77961595	19,91616271	0,589591153
66	5650	58	57,06312606	30,77237304	0,539268967
67	9850	110	103,8564317	53,46633413	0,514810044
68	16378	45	38,78157546	19,84808786	0,511791685

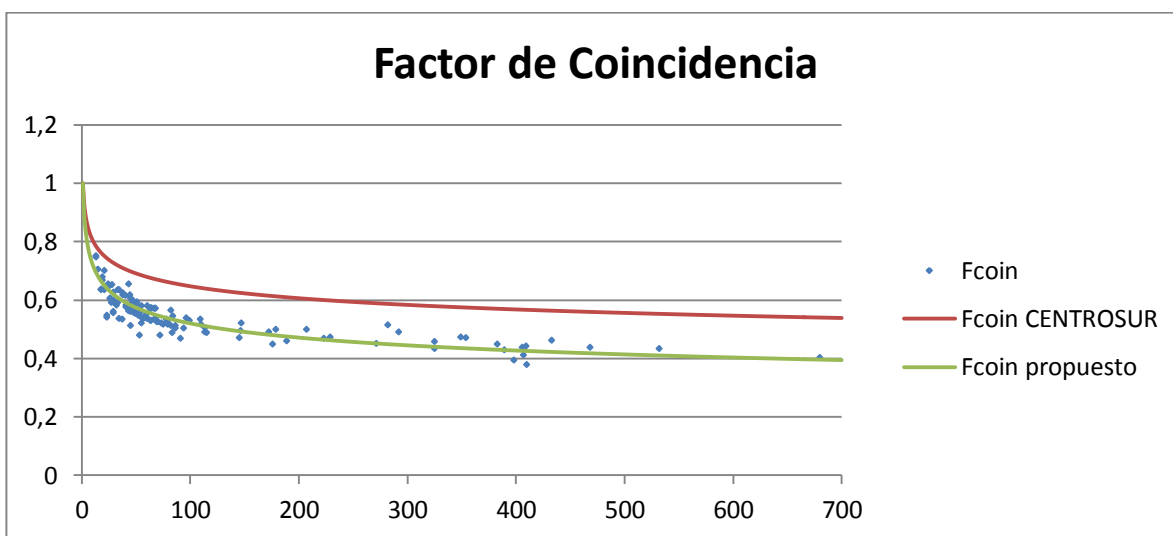
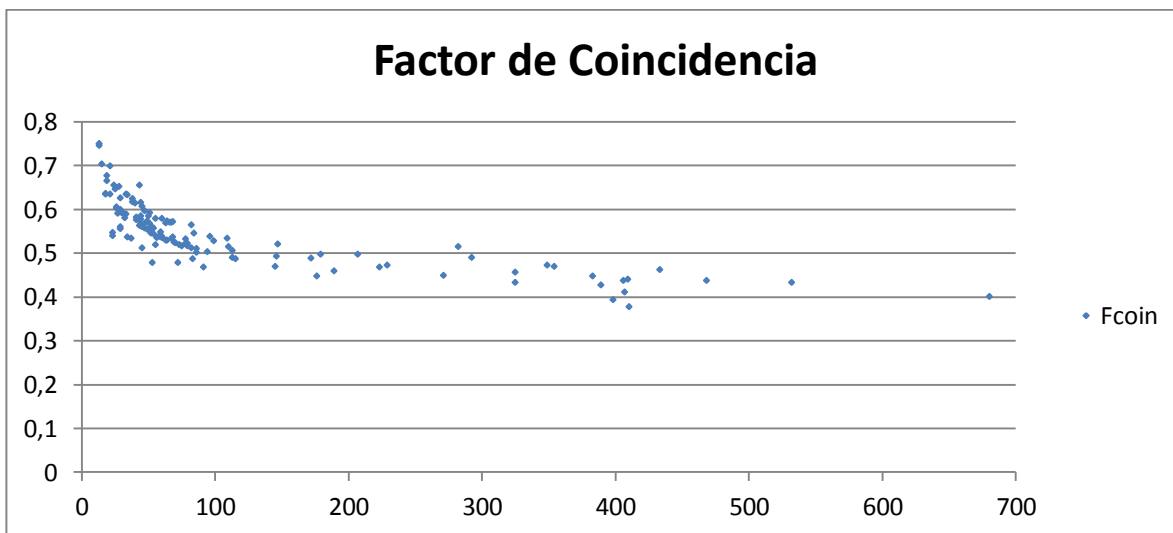


No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	FACTOR DE COINCIDENCIA
69	569	45	48,46550877	27,13760743	0,559936502
70	2553	38	32,34692149	20,17922419	0,623837548
71	3081	34	33,16561367	20,99883896	0,633150925
72	5863	68	74,08798766	42,34129163	0,57150009
73	5901	21	34,63103563	24,22761843	0,699592663
74	5978	147	168,823759	87,78350431	0,519971269
75	6547	207	247,6657247	123,2341575	0,497582609
76	6555	229	232,1875764	109,7645729	0,472740939
77	6557	292	281,2664527	138,0127677	0,490683359
78	6580	409	383,0233289	168,8789191	0,440910269
79	6583	410	352,8011555	133,111518	0,377298985
80	14470	23	16,38750263	8,95644057	0,546540908
81	2069	113	114,1754286	57,74519663	0,505758527
82	2509	54	36,96828361	20,13011079	0,544523814
83	5878	78	74,18631413	38,68436294	0,521448779
84	5899	115	106,1846387	51,79719479	0,487803089
85	6362	24	23,46191676	15,36501076	0,654891538
86	6411	58	57,40257422	30,8856084	0,538052671
87	15157	82	71,10817871	36,42868253	0,512299474
88	15780	37	25,74858786	13,74098772	0,533659857
89	14850	49	41,87793313	23,20310302	0,554065143
90	14853	44	40,96070622	23,94218288	0,584515871
91	17699	63	41,18817919	21,80274171	0,529344636
92	1827	78	74,08910632	39,4433334	0,532376963
93	4032	223	172,9691638	80,99082287	0,468238506
94	5976	189	150,1820719	68,96748465	0,459225817
95	6546	145	125,1408815	58,68953561	0,468987711
96	6560	389	338,2484201	144,6644567	0,427687014
97	6564	433	449,1243908	207,5665319	0,462158226
98	6577	354	342,4488384	161,0221697	0,47020796
99	8475	15	11,75049918	8,268981188	0,703713184
100	14309	19	19,23436113	13,03107854	0,677489544
101	18356	54	47,18212364	26,27610517	0,556908065
102	20151	532	531,3927966	229,9976366	0,432820388
103	1462	44	36,15923715	20,90156008	0,578042064
104	1917	179	166,5541463	82,91267706	0,497812146



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	FACTOR DE COINCIDENCIA
105	3390	38	37,99014993	23,4359095	0,616894367
106	4035	44	37,25163582	21,15119373	0,567792347
107	4072	47	49,34296754	29,40744869	0,595980545
108	4696	13	16,28906838	12,13640188	0,745064211
109	9457	13	22,31860302	16,74785974	0,750399106
110	9983	43	37,92956613	24,84181803	0,654946011
111	14802	26	23,05896966	13,90403585	0,602977325
112	15403	53	49,8805236	23,84493736	0,47804104
113	384	21	19,92280857	12,63236297	0,634065369
114	1449	67	62,29265616	33,25175568	0,53379897
115	4521	50	55,25152311	30,62253634	0,554238772
116	4583	94	87,94100099	44,26678472	0,503369125
117	4744	172	153,9227096	75,21073448	0,488626627
118	4869	69	62,1934214	32,63605756	0,52475096
119	5802	26	22,89803429	13,87005502	0,605731254
120	5965	43	41,66503926	24,04915196	0,577202191
121	6556	349	341,6303342	161,6041242	0,473037983
122	6565	282	279,6861533	143,9353944	0,514631821
123	6579	176	176,1996975	78,87974803	0,447672437
124	6584	86	123,0943402	61,84527581	0,502421766
125	6800	33	32,59672031	20,6941368	0,634853341
126	14799	23	16,06486761	8,674427564	0,539962593
127	6349	40	41,62430657	25,53703524	0,613512569
128	13677	51	51,45726586	29,1740634	0,566957123
129	17661	43	38,50035098	22,19173372	0,576403413

* Demanda máxima registrada excluyendo alumbrado público y pérdidas en acometidas y contadores de energía.



ANEXO A6.9

DEMANDA ESTIMADA PROPUESTA PARA TRANSFORMADORES

SELECCIONADOS

No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	FACTOR DE COINCIDENCIA (Fcoin)	POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	% ERROR
1	526	68	64,87518733	0,5494991	35,64885704	34,84943374	-2,29%
2	2007	44	58,12043056	0,584512853	33,97213867	35,79084245	5,08%
3	4404	29	19,42238339	0,620134259	12,04448533	12,14613536	0,84%
4	6356	56	59,35278545	0,564848681	33,52534258	31,7906349	-5,46%
5	15148	75	68,48664036	0,541912048	37,11373556	35,40581474	-4,82%
6	19500	25	22,61381441	0,633333285	14,32208136	14,61001188	1,97%
7	19535	29	25,71953685	0,620134259	15,94956592	14,40648345	-10,71%
8	120	271	232,9107987	0,451608032	105,1843875	104,6181931	-0,54%
9	16759	63	47,43329442	0,555486586	26,34855878	27,00546147	2,43%
10	18819	109	110,7457066	0,513912498	56,91360278	59,16499514	3,81%
11	770	29	30,01469448	0,620134259	18,61314031	17,99118505	-3,46%
12	1845	52	39,43360127	0,570819927	22,50948539	21,54018574	-4,50%
13	2300	64	56,80799607	0,554246631	31,48564042	30,06874006	-4,71%
14	5875	60	64,82833553	0,559345744	36,26145354	37,52741356	3,37%
15	14010	79	77,34905898	0,537931177	41,60847036	40,36575622	-3,08%
16	1329	31	24,04632552	0,614293296	14,77149656	14,20776821	-3,97%
17	3398	34	24,64841816	0,60629382	14,94418361	13,22557951	-12,99%
18	4332	55	53,81881195	0,566294749	30,47731058	27,97374081	-8,95%
19	5605	18	18,9121323	0,663554856	12,54923722	12,03649098	-4,26%
20	5608	30	22,48230601	0,617158186	13,8751392	13,30337791	-4,30%
21	6317	41	38,50559271	0,590399486	22,73368214	22,18201016	-2,49%
22	7668	18	18,2982175	0,663554856	12,14187107	11,61510843	-4,54%
23	13080	19	19,39046637	0,65848345	12,76830119	12,9143859	1,13%
24	20371	64	65,97793754	0,554246631	36,56804958	37,82461933	3,32%
25	1324	45	45,55871367	0,58265187	26,54486969	27,63756233	3,95%
26	13976	59	52,87476602	0,560681336	29,64589446	28,99901948	-2,23%
27	183	406	382,8467091	0,426432362	163,2582264	167,3279541	2,43%
28	5971	325	308,0272253	0,440112548	135,566647	140,4050413	3,45%
29	6509	51	60,90890149	0,572394948	34,86394751	36,04989461	3,29%
30	6550	680	526,426032	0,396339161	208,6432516	211,1035181	1,17%
31	6552	407	405,3251751	0,42628353	172,7834464	166,5697787	-3,73%



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	FACTOR DE COINCIDENCIA (Fcoin)	POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	% ERROR
32	6553	468	504,9250674	0,417918997	211,0177779	221,183918	4,60%
33	6554	383	313,8824391	0,42997588	134,961878	140,6578836	4,05%
34	6578	398	333,2450951	0,427638298	142,5083652	131,0498951	-8,74%
35	6581	325	284,8415469	0,440112548	125,362339	123,4497358	-1,55%
36	8740	60	60,27288023	0,559345744	33,71337901	32,22358968	-4,62%
37	14660	47	41,75062282	0,579067664	24,17643563	23,25173074	-3,98%
38	15151	47	50,14583064	0,579067664	29,03782901	28,44597708	-2,08%
39	17661	43	34,15110134	0,586422772	20,0269835	19,21598701	-4,22%
40	935	91	51,54865177	0,527244462	27,17874115	24,09777968	-12,79%
41	2345	146	137,7065279	0,493035658	67,89422854	67,97557239	0,12%
42	2470	67	70,20463783	0,550655505	38,65857032	40,01414985	3,39%
43	3835	52	54,31222832	0,570819927	31,0025022	30,51606351	-1,59%
44	6495	99	86,12982739	0,520977978	44,87174332	45,53099635	1,45%
45	6529	82	91,8338356	0,535093671	49,13970423	51,83258753	5,20%
46	8735	83	83,25638608	0,53417409	44,47340426	40,51305399	-9,78%
47	14882	29	27,27508437	0,620134259	16,91421423	15,16078623	-11,57%
48	41	60	61,35548973	0,559345744	34,31893202	33,06393389	-3,80%
49	1477	84	81,77984023	0,533267074	43,61049609	44,55852128	2,13%
50	2435	41	40,10922269	0,590399486	23,68046446	23,31980559	-1,55%
51	3169	113	116,7911019	0,511291024	59,71424214	57,27841614	-4,25%
52	4312	86	80,97321876	0,531489476	43,03641363	41,33660136	-4,11%
53	5515	79	80,95416117	0,537931177	43,54776722	41,81302041	-4,15%
54	6465	66	79,86706433	0,55183179	44,07318505	45,59508376	3,34%
55	7780	72	55,68971297	0,54506026	30,35424941	26,64565006	-13,92%
56	8750	49	71,26432997	0,575653535	41,02356349	40,89042447	-0,33%
57	13176	27	29,51478388	0,626454426	18,48966699	17,45051934	-5,95%
58	14020	70	70,89384612	0,54724347	38,79619436	37,13765974	-4,47%
59	15596	96	90,3896064	0,523257801	47,29706671	48,64288282	2,77%
60	17297	55	51,80868214	0,566294749	29,33898463	29,97149454	2,11%
61	1578	32	22,55552093	0,611532043	13,7934238	13,09915339	-5,30%
62	5809	50	46,46871124	0,574005636	26,67330213	27,20967608	1,97%
63	3170	28	31,93548818	0,623229892	19,90315085	20,81347796	4,37%
64	4377	73	69,16505291	0,543994472	37,62540641	35,92299788	-4,74%
65	5465	33	33,77961595	0,608867611	20,56731405	19,91616271	-3,27%
66	5650	58	57,06312606	0,562043032	32,07193237	30,77237304	-4,22%
67	9850	110	103,8564317	0,513246951	53,30399688	53,46633413	0,30%



No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	FACTOR DE COINCIDENCIA (Fcoin)	POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	% ERROR
68	16378	45	38,78157546	0,58265187	22,59615744	19,84808786	-13,85%
69	569	45	48,46550877	0,58265187	28,23851929	27,13760743	-4,06%
70	2553	38	32,34692149	0,596799853	19,30463799	20,17922419	4,33%
71	3081	34	33,16561367	0,60629382	20,10810661	20,99883896	4,24%
72	5863	68	74,08798766	0,5494991	40,71128252	42,34129163	3,85%
73	5901	21	34,63103563	0,649197864	22,48239435	24,22761843	7,20%
74	5978	147	168,823759	0,492558332	83,15554922	87,78350431	5,27%
75	6547	207	247,6657247	0,469206271	116,2063112	123,2341575	5,70%
76	6555	229	232,1875764	0,462529402	107,3935808	109,7645729	2,16%
77	6557	292	281,2664527	0,446850423	125,6840334	138,0127677	8,93%
78	6580	409	383,0233289	0,425987115	163,1630027	168,8789191	3,38%
79	6583	410	352,8011555	0,425839527	150,2366772	133,111518	-12,87%
80	14470	23	16,38750263	0,640871296	10,50228004	8,95644057	-17,26%
81	2069	113	114,1754286	0,511291024	58,37687188	57,74519663	-1,09%
82	2509	54	36,96828361	0,567771156	20,98952511	20,13011079	-4,27%
83	5878	78	74,18631413	0,538904458	39,97933537	38,68436294	-3,35%
84	5899	115	106,1846387	0,510019729	54,15626071	51,79719479	-4,55%
85	6362	24	23,46191676	0,637012603	14,94553667	15,36501076	2,73%
86	6411	58	57,40257422	0,562043032	32,26271684	30,8856084	-4,46%
87	15157	82	71,10817871	0,535093671	38,0495364	36,42868253	-4,45%
88	15780	37	25,74858786	0,599062556	15,42501487	13,74098772	-12,26%
89	14850	49	41,87793313	0,575653535	24,10718026	23,20310302	-3,90%
90	14853	44	40,96070622	0,584512853	23,94205924	23,94218288	0,00%
91	17699	63	41,18817919	0,555486586	22,87948104	21,80274171	-4,94%
92	1827	78	74,08910632	0,538904458	39,92694965	39,4433334	-1,23%
93	4032	223	172,9691638	0,464275258	80,30530313	80,99082287	0,85%
94	5976	189	150,1820719	0,475302469	71,38190954	68,96748465	-3,50%
95	6546	145	125,1408815	0,493516731	61,75911876	58,68953561	-5,23%
96	6560	389	338,2484201	0,429028509	145,1182152	144,6644567	-0,31%
97	6564	433	449,1243908	0,422554146	189,7793735	207,5665319	8,57%
98	6577	354	342,4488384	0,43480691	148,8991212	161,0221697	7,53%
99	8475	15	11,75049918	0,680945964	8,001454997	8,268981188	3,24%
100	14309	19	19,23436113	0,65848345	12,66550847	13,03107854	2,81%
101	18356	54	47,18212364	0,567771156	26,78864887	26,27610517	-1,95%
102	20151	532	531,3927966	0,410386569	218,0764668	229,9976366	5,18%
103	1462	44	36,15923715	0,584512853	21,13553886	20,90156008	-1,12%

No.	CÓDIGO TRAFO	NÚMERO CLIENTES	POTENCIA MÁXIMA NO COINCIDENTE (kW)	FACTOR DE COINCIDENCIA (Fcoin)	POTENCIA MÁXIMA COINCIDENTE (kW)	POTENCIA MÁXIMA REGISTRADA (kW)*	% ERROR
104	1917	179	166,5541463	0,478983061	79,77661481	82,91267706	3,78%
105	3390	38	37,99014993	0,596799853	22,6725159	23,4359095	3,26%
106	4035	44	37,25163582	0,584512853	21,77405992	21,15119373	-2,94%
107	4072	47	49,34296754	0,579067664	28,57291695	29,40744869	2,84%
108	4696	13	16,28906838	0,694914603	11,31951149	12,13640188	6,73%
109	9457	13	22,31860302	0,694914603	15,50952317	16,74785974	7,39%
110	9983	43	37,92956613	0,586422772	22,24276129	24,84181803	10,46%
111	14802	26	23,05896966	0,62981831	14,52296129	13,90403585	-4,45%
112	15403	53	49,8805236	0,569279119	28,39594052	23,84493736	-19,09%
113	384	21	19,92280857	0,649197864	12,93384477	12,63236297	-2,39%
114	1449	67	62,29265616	0,550655505	34,30179405	33,25175568	-3,16%
115	4521	50	55,25152311	0,574005636	31,71468564	30,62253634	-3,57%
116	4583	94	87,94100099	0,52482336	46,15349165	44,26678472	-4,26%
117	4744	172	153,9227096	0,481702071	74,14488796	75,21073448	1,42%
118	4869	69	62,1934214	0,548361952	34,10450599	32,63605756	-4,50%
119	5802	26	22,89803429	0,62981831	14,42160125	13,87005502	-3,98%
120	5965	43	41,66503926	0,586422772	24,4333278	24,04915196	-1,60%
121	6556	349	341,6303342	0,435685465	148,8433711	161,6041242	7,90%
122	6565	282	279,6861533	0,449065459	125,5973908	143,9353944	12,74%
123	6579	176	176,1996975	0,480133217	84,59932752	78,87974803	-7,25%
124	6584	86	123,0943402	0,531489476	65,42334641	61,84527581	-5,79%
125	6800	33	32,59672031	0,608867611	19,84708721	20,6941368	4,09%
126	14799	23	16,06486761	0,640871296	10,29551252	8,674427564	-18,69%
127	6349	40	41,62430657	0,592471804	24,66122802	25,53703524	3,43%
128	13677	51	51,45726586	0,572394948	29,45387902	29,1740634	-0,96%
129	17661	43	38,50035098	0,586422772	22,57748253	22,19173372	-1,74%

* Demanda máxima registrada excluyendo alumbrado público y pérdidas en acometidas y contadores de energía.